

Геология НЕФТИ

STAT

STAT

STAT

4

ГОСТОПТЕХИЗДАТ • 1957

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Бархатов Г. В., Васильев В. Г., Киселев С. И., Тихомиров Ю. П. Нефтегазоносность Приверхоанского предгорного прогиба и основные направления поисково-разведочных работ в нем	1
Дикенштейн Г. Х., Кирейчев В. Д., Смилга И. П., Шебуева И. Н. Тектоника Припятского прогиба	7
Клещев А. И. К вопросу об условиях формирования девонских залежей нефти Татарии	15
Каримов А. К. Об особенностях нефтей различных тектонических зон и стратиграфических горизонтов на территории Башкирии	23
Андреев П. Ф. Критерии генетического различия смолистых веществ нефти	29
Фотиади Э. Э. О зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова от глубины их залегания	39
Равикович Е. А. К вопросу формирования подземных вод гидрокарбонатнонатриевого типа (на примере Ферганской депрессии)	50
Аширов К. Б. Интересный пример дизъюнктивного нарушения на платформенной структуре	55
Раабен В. Ф. Об одной закономерности в распределении девонских нефтей Урало-Волжского региона	59
Кротович А. Т. Некоторые данные о нефтегазоносности третичных отложений Венского бассейна	64
Демин Л. М. Письмо в редакцию	70
Муратов В. Н. О статье А. Н. Снарского, Н. Д. Федотенковой и С. Т. Зелизной «Образование жильных озокеритов» («Советская геология», сб. 47, 1955)	71

Редакционная коллегия

М. В. АБРАМОВИЧ, В. Ф. АНДРЕЙКО, Б. К. БАБА-ЗАДЕ, А. И. БОГДАНОВ, И. О. БРОД, И. В. ВЫСОЦКИЙ, Г. Л. ГРИШИН, Б. Ф. ДЬЯКОВ, И. П. ЗУБОВ, Н. А. КАЛИНИН, С. Т. КОРОТКОВ, М. С. ЛЬВОВ, (зам. редактора), С. П. МАКСИМОВ (редактор), акад. С. И. МИРОНОВ, М. Ф. МИРЧИНК, Г. П. ОВАНЕСОВ, А. А. ТРОФИМУК, В. В. ФЕДЫНСКИЙ, М. М. ЧАРЫГИН.

Адрес редакции: Москва, К-12, Третьяковский пр., д. 1/19, тел. Б 3-17-35

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, МОСКВА

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!

Геология НЕФТИ

**ОРГАН МИНИСТЕРСТВА
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
СССР****ГОД ИЗДАНИЯ ПЕРВЫЙ****4****АПРЕЛЬ****1957****Г. В. БАРХАТОВ, В. Г. ВАСИЛЬЕВ, С. И. КИСЕЛЕВ, Ю. П. ТИХОМИРОВ**

Нефтегазоносность Приверхоянского предгорного прогиба и основные направления поисково-разведочных работ в нем

Приверхоянский предгорный прогиб полосой различной ширины с запада (в северной части) и юга (в южной части) окаймляет Верхоянскую горную страну, представляющую в геологическом отношении крупный мегантиклинорий. Границы этого прогиба показаны на рис. 1.

Приверхоянский прогиб считался и считается геологами перспективным районом для поисков промышленных скоплений нефти и газа. Такое мнение частично основывается на общегеологических представлениях, а частично на широком развитии в его пределах морских терригенных отложений. К практическому разрешению этого вопроса по существу приступили с 1953 г., когда были заложены первые разведочные скважины на Китчанской, Тас-Тумусской и Сангарской структурах.

15 октября 1956 г. на Тас-Тумусской (Усть-Виллойской) площади, на левом берегу р. Лены в устье р. Виллой, из отложений нижней юры был получен мощный газовый фонтан.

Состав газа следующий: метан 95,1%, этан 1,1%, пропан 0,4%, бутан 0,5%, пентан плюс высшие углеводороды 0,4%, азот 1,1%, гелий 0,014%, аргон

0,073% и углекислый газ 0,4%. Кроме того, газ содержит значительное количество конденсата. Этот мощный газовый фонтан окончательно доказал перспективность в газоносном (и, надо полагать, в нефтеносном) отношении мезозойских отложений Приверхоянского предгорного прогиба.

В строении прогиба принимают участие отложения перми, триаса, юры, мела и неогена. Следует отметить, что их роль в различных участках прогиба различна.

Пермские отложения обнажаются на внутреннем крыле прогиба и широко распространены в пределах геосинклинальной области. В краевом прогибе они представлены верхами верхней перми — нерской свитой. В пределах прогиба нерская свита обнажается в ядре Буралахской складки, где она представлена переслаиванием темно-серых алевролитов, серых и светло-серых песчаников и темных (до черных) аргиллитов с прослоями каменного угля. На плоскостях наслоения нередко наблюдаются знаки ряби.

Возраст толщи определяется на основании остатков флоры, найденных В. В. Пановым на р. Сыгынкан,

¹ Геология нефти № 4.

Noeggerathiopsis theodori Tsch. et Zol., *N. darzavini* Neib., *N. aegualis* (Goep.) Zol., *N. candalepensis* Zol. и *N. angustifolia* Neib. Наблюденная мощность около 1000 м.

Триасовые отложения в пределах Западного Верхоянья со времени Н. П. Хераскова выделяются под именем кельтерской свиты, имеющей трехчленное деление. Нижняя часть — пестроцветная, средняя — темноцветная и верхняя — пестроцветная.

В пределах прогиба на дневную поверхность отложения триаса выходят в ядре Буралахской складки и вскрыты роторной скважиной на Китчанской площади.

В разрезе китчанской скважины триасовые отложения вскрыты на глубине 2170 м и представлены буроватыми алевролитами.

Юрские отложения в пределах краевого прогиба распространены более широко, они слагают зону, при-

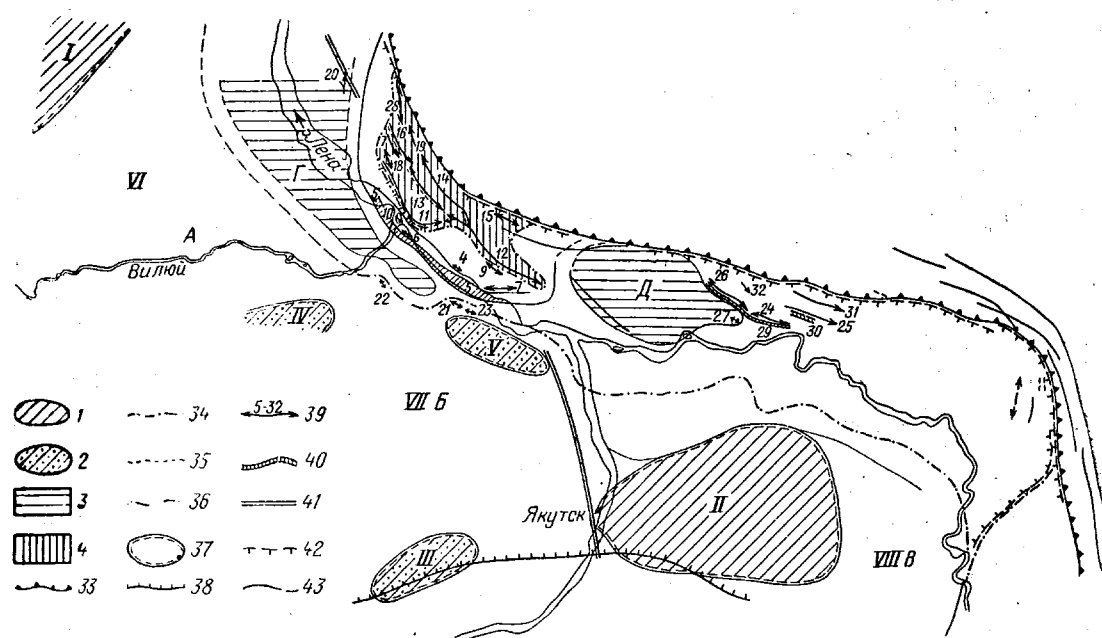


Рис. 1. Тектоническая схема южной части Приверхоянского предгорного прогиба. (Сост. Г. Д. Бабаян, Г. В. Бархатов, А. К. Бобров, В. Г. Васильев, Д. К. Горнштейн, С. И. Киселев, Е. В. Кравченко, М. М. Мандельбаум, Ю. П. Тихомиров.)

Нижний структурный этаж (архей—нижний кембрий).

Структуры второго порядка. Погребенные сводовые валообразные поднятия: I—архейские (I—Тюнгское, II—Якутское); 2—докембрийские (III—Синское; IV—Хопчагайское; V—Кэнкэме).

Впадины: VI—Нижне-Вилюйская; VII—Бердигастяхская; VIII—Амга-Алданская.

Верхний структурный этаж (мезозой). Структуры второго порядка.

Вилюйская синеклиза. Впадины: А—Нижне-Вилюйская; Б—Бердигастяхская; В—Приалданская.

Приверхоянский предгорный прогиб. 3—впадины: Г—Линдинская; Д—Келинская.

Положительные структуры: 4—Китчано-Буралахская зона передовых складок.

Структуры третьего и четвертого порядка: 5—Усть-Вилюйская флексура; 6—Тас-Тумуская антиклинальная складка; 7—Эксеняхская антиклинальная складка; 8—Сангарская антиклинальная складка; 9—Нижне-Чечумская антиклинальная складка; 10—Соба-Хайская антиклинальная складка; 11—Китчанская антиклинальная складка; 12—Чечумская антиклинальная складка; 13—Кутургинская антиклинальная складка; 14—Буралахская антиклинальная складка; 15—Верхне-Чечумская антиклинальная складка; 16—Нижне-Лямпеская антиклинальная складка; 17—Дьюктеканская антиклинальная складка; 18—Нижне-Дьюктеканская антиклинальная складка; 19—Моголиндинская антиклинальная складка; 20—Анырская антиклинальная складка; 21—Бергеинская антиклинальная складка (предполагаемая); 22—Лунхинская антиклинальная складка; 23—Сетинская антиклинальная складка (предполагаемая); 24—Западно-Градьюская антиклинальная складка; 25—Эльгенен-Баранская антиклинальная складка; 26—Мальджогейская антиклинальная складка; 27—Нижне-Турулахская антиклинальная складка (предполагаемая); 28—Дунурская антиклинальная складка; 29—Турулан-Градьюская флексура; 30—Баранская флексура; 31—Баранская антиклинальная складка; 32—Туруланская антиклинальная складка.

Границы и осевые линии: 33—граница Сибирской платформы; 34—граница наиболее прогнутой части Приверхоянского предгорного прогиба; 35—условная граница Приверхоянского предгорного прогиба; 36—граница Китчано-Буралахской зоны передовых складок; 37—границы различных положительных структур нижнего структурного этажа; 38—южная граница мезозойской синеклизы; 39—оси антиклинальных поднятий; 40—флексуры; 41—глубинные разломы; 42—надвиги; 43—различные дислокации разрывного типа.

легающую к геосинклинальной области, и представлены всеми тремя отделами. На триасовых отложениях юра залегает со стратиграфическим перерывом и в отдельных местах с ясно выраженным угловым несогласием. По генезису и литологическим особенностям они делятся на две свиты: нижнюю, морскую — байлыкскую и верхнюю, угленосную — чечумскую.

Байлыкская свита по литологическому составу подразделяется на две части.

Нижняя подсвита обнажается в ядрах антиклинальных складок и представлена песчаниками, отличающимися довольно большим разнообразием. Преобладающее развитие имеют серые с зеленоватым оттенком разности. Наиболее распространены песчаники крупно- и среднезернистые.

Аргиллиты и алевролиты в составе подовиты встречаются отдельными прослоями и линзами, и только в верхах залегают глинистая пачка мощностью 25—30 м.

До последнего времени органических остатков в составе этой подовиты не найдено, несмотря на то, что она изучалась многими исследователями. Ее возраст определяется на том основании, что она залегают на фаунистически охарактеризованных отложениях нижнего триаса и перекрывается отложениями с фауной среднего лейаса. И поэтому одни исследователи относят ее к лейасу, а другие — к рэт-лейасу. Мощность изменяется от 500 до 1400 м.

Эта подсвита близка и, видимо, является аналогом нижней пресноводной свиты юры района Якутска, Чурапчи, р. Алдан и т. п.

Верхняя подсвита также обнажается преимущественно в ядрах антиклинальных складок.

В основании подовиты залегают характерный горизонт белых кварцевых песчаников и конгломератов. Конгломераты обычно залегают в основании и кровле этого горизонта. Местами преимущественно песчаниковый состав горизонта переходит в песчано-конгломератовый. Мощность горизонта по

простирацию колеблется незначительно, но наблюдается тенденция к увеличению ее в сторону горной области. Местами горизонт выклинивается.

Верхняя подсвита сложена главным образом различными песчаниками, переслаивающимися с прослоями алевролитов и аргиллитов. По крупности зерна песчаники варьируют от средне- до мелкозернистых и лишь в самых низах появляются крупнозернистые разности с включениями отдельных галек и линз конгломерата. В верхах свиты роль алевролитов и аргиллитов увеличивается, и здесь уже наблюдается ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Окраска песчаников варьирует в светлых тонах.

Возраст подовиты определяется по содержащейся в ней фауне. В низах свиты непосредственно над кварцевыми песчаниками в бассейне р. Лямпеска В. М. Мельниковым собрана фауна *Tancredia* sp. indet., *Myophoria* sp. и *Pecten* sp. Как известно, *Myophoria* в пределах севера Якутии нигде не поднималась выше среднего лейаса. Поэтому возраст нижней части верхней подовиты принят как среднелейасовый и таким образом параллелизуется с низами средней морской юры района Якутска и р. Алдан.

В 650 м выше подошвы свиты на р. Кюндей А. И. Ушаковым была найдена фауна *Pleuromya galatea* Agass. P. sp. indet., *Dactilloceras gracilis* Simps., *Pleurotomaria* sp. indet., *Rhynchonella* aff *grassa*, *sulcata* Eichw. характерная для верхнего лейаса.

В верхах свиты в различных пунктах найдена фауна *Inoceramus* ex gr. *retrorsus* Reys, *Eumorphotis* ex gr. *lenaensis* Shah., *Eumorphotis* sp. indet., *Pecten limaephormis* Terg cf. Saurd и *Tancredia* sp. indet., позволяющая рассматривать возраст вмещающих отложений как среднеюрский без более дробного подразделения. На р. Лямпеска в ядре Китчанской антиклинали в самых верхах подовиты В. В. Пановым найдена фауна *Gryphaea lucerna* Trid, характеризующая, по мнению О. П. Смирновой, средний келловей.

По-видимому, верхняя подсвита по возрасту охватывает слои от среднего лейаса до среднего желловея включительно.

Мощность этой подсвиты колеблется от 900 до 1300 м.

Аналогом байлыкской свиты в районах, расположенных в бассейнах рек Келя, Тукулан, Зап. Градыга, являются выделенные А. Г. Коссовской сородогинская, нижне- и верхнеградыжская свиты. Видимо, нижней подсвите байлыкской свиты здесь будут отвечать сородогинская свита и низы нижнеградыжской.

Чечумская свита сложена чередованием светло-серых массивных, часто косослоистых и плитчатых более мелкозернистых песчаников, часто переполненных обуглившимся растительным детритом, с пластами и пачками алевролитов и аргиллитов, с которыми связаны пласты каменного угля рабочей мощности.

По данным Н. Л. Василевской наличие большого количества хвощей и присутствие *Cladophlebis* aff. *aldanensis* позволяет предполагать верхнеюрский возраст этих отложений.

Мощность свиты определяется в 650—700 м.

Меловые отложения представлены обоими отделами — нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения развиты в центральной части прогиба, где они слагают в зоне Китчано-Буролахских передовых складок синклиналильные мульды.

Верхнемеловые отложения слагают центральную часть прогиба к северу от Китчано-Буролахской зоны передовых складок и в основном развиты в области сочленения прогиба с Вилуйской синеклизой.

Нижнемеловые отложения до недавнего времени относились к сангарской свите. В настоящее время нижний мел частью по остаткам флоры, а в основном по литологическим особенностям расчленяется на сангарскую и эксеняхскую свиты. Кроме того, в намской опорной скважине наиболее высокие горизонты нижнего мела выделяются под именем намской свиты.

Сангарская свита сложена чередованием угленосных аргиллито-песчаниковых пачек с пачками песчаников, не содержащих углей.

В отложениях свиты встречаются отпечатки растений и мелкий обуглившийся растительный детритус. Из различных пунктов краевого прогиба В. А. Вахрамеевым определено большое количество флоры, среди которой встречаются типично нижнемеловые формы.

Аналогичный характер свита имеет в пределах всей описываемой части прогиба.

Мощность свиты определяется в 1700—1750 м.

Эксеняхская свита развита в центральной, наиболее прогнутой части прогиба. Представлена песками и слабобцементированными средне- и мелкозернистыми песчаниками зеленоватого цвета с характерной косою слоистостью и караваеобразными включениями крепких известковистых песчаников. Песчаникам резко подчинены небольшой мощности линзовидные пласты глин, с которыми иногда связаны углестые сланцы или бурые угли. Встречаются линзовидные прослойки конгломератов.

Отпечатки флоры *Onychiopsis golperitii* (Schenk) Berry и *Cepholotaxopsis* sp. указывают принадлежность вмещающих пород к верхней половине нижнего мела.

Характерной особенностью свиты является высокое содержание роговой обманки, придающей породе характерный темно-зеленоватый оттенок.

Мощность свиты в районе Сангар определяется не менее как в 625 м.

Более высокие горизонты нижнего мела в пределах центральной части краевого прогиба неизвестны; они вскрыты на платформенном крыле прогиба в намской опорной скважине, где выделены под именем намской свиты, представленной разнозернистыми рыхлыми и уплотненными песками, которым подчинены пачки алевролитов и аргиллитов с пластами бурого угля.

Мощность свиты 514 м.

Верхнемеловые отложения развиты в основном в зоне сочленения прогиба

с Виллойской синеклизой, где В. А. Вахрамеев разделяет их на две свиты: нижнюю — тимердяхскую и верхнюю — линденскую.

Тимердяхская свита представлена бело-серыми разнозернистыми, преимущественно несортированными косо-слоистыми песками и слабо сцементированными песчаниками, залегающими в виде коротких линзовидных пачек, срезающих друг друга.

Мощность отложений этой свиты порядка 700 м.

Линденская свита представлена белыми разнозернистыми неяснослоистыми песками с большим количеством

велиты. Среди песков встречаются прослой и линзы галечников.

В средней части среди песков появляются различной мощности пачки глин, к которым приурочены пласты лигнита. Характерно, что лигнитовые пласты всегда подстилаются и перекрываются глинами.

Верхняя часть третичных отложений аналогична нижней.

Залегают третичные отложения на размытой поверхности собранных в складки нижнемеловых отложений сангарской и экзеньяхской свит.

По возрасту они на основании изучения спорово-пыльцевых комплексов

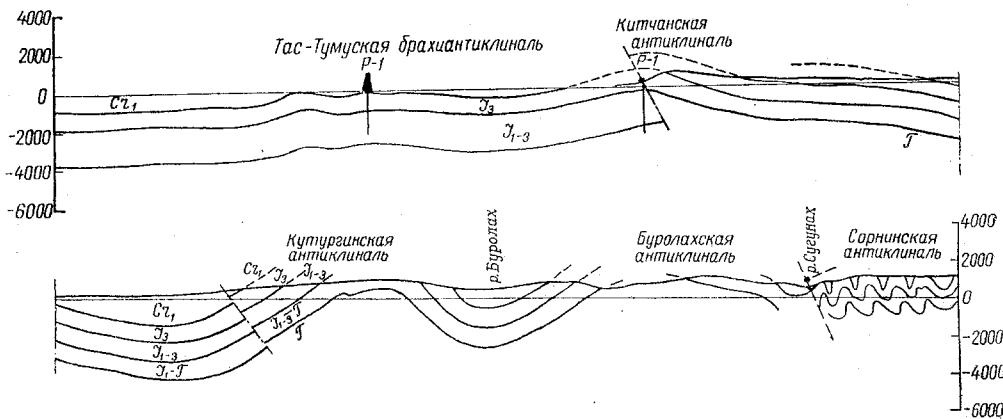


Рис. 2. Профиль через Китчано-Буралахскую зону передовых складок.

пылеватого каолинового материала. Пескам подчинены прослой лигнитов и относительно невыдержанные пачки серых глин. Встречаются отдельные гальки и цепочкообразные прослой и линзы галечника. В составе отложений этой свиты В. А. Вахрамеевым найдены отпечатки покрытосеменных и хвойных растений, среди которых определены такие руководящие виды, как *Dalbergites simplex* (Wewb) Sew., *Trochodendroides viburnum* и др.

Третичные отложения развиты в основном в широтном отрезке прогиба. По литологическим особенностям они могут быть расчленены на три части: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя часть складывается грубозернистыми косо-слоистыми песками, переходящими в отдельных местах в гра-

относится к неогену, точнее к верхам миоцена и низам плиоцена.

Мощность их по данным колонкового бурения на Тукуланской площади определяется в 750 м, причем полная мощность остается неизвестной.

В связи с открытием газового месторождения в устье р. Виллой возникла необходимость в более детальной расшифровке структуры Приверхоянского предгорного прогиба в его центральной и южной частях.

В рассматриваемой части Приверхоянского прогиба выделяются следующие основные структурные элементы (рис. 1): Китчано-Буралахская зона передовых складок и впадины — Линденская и Келинская. По западному фронту зоны передовых складок ясно выделяется по данным гравиметрии и сейсморазведки крупный флексурный

перегиб, прослеживаемый на расстоянии до 200 км, с амплитудой по данным сейсмики до 1700 м; опущенное крыло — западное. Эту структуру в дальнейшем будем именовать Усть-Виллюйской флексурой.

Для зоны передовых складок характерно наличие крупных линейно вытянутых антиклинальных сооружений с крутыми западными и иногда надвинутыми на них более пологими восточными крыльями. Складки крутые, в своде сложены отложениями юры и на крыльях отложениями мела. Они в известной мере напоминают складки передовых хребтов Кавказа (Терского и Сунженского), поэтому по аналогии с ними всей этой зоне и присвоено название зоны передовых складок (рис. 2).

Перечисленные выше впадины в основном выделяются по данным гравиметрии и частично по данным сейсморазведки. Структуру этих впадин и их размеры безусловно требуется уточнить специальными геолого-разведочными работами. В пределах Приверхоянского предгорного прогиба уже известно свыше 20 локальных структурных поднятий.

Усть-Виллюйская флексура, включая и площади, расположенные восточнее флексурного перегиба — вплоть до фронтальной линии Китчано-Буралахской зоны передовых складок, по перспективности в газонефтеносном отношении по праву является первостепенным районом.

К юго-западу от Усть-Виллюйской флексуры, отделяясь от последней глубокой впадиной, располагаются предполагаемые поднятия Хоп-Чагайское и Канкэмэ, устанавливаемые пока по данным гравиметрии. Северо-восточные склоны этих поднятий и их своды могут быть отнесены к районам весьма перспективным, следующим с этой точки зрения за районом Усть-Виллюйской флексуры. В пределах этого региона выявлены три структуры — Бергеинская, Лунхинская и Сетинская.

Следующим весьма интересным объектом для поисково-разведочных работ на нефть и газ является Келинская впадина, вернее ее склоны. Однако

этот район изучен значительно слабее двух предыдущих.

Для быстрой оценки газонефтеносности всего этого крупного региона необходимо:

а) разведочное бурение в основном сосредоточить в указанных выше районах;

б) методом сейсморазведки подготовить в 1957 г. не меньше двух структур в пределах бортов Усть-Виллюйской части Приверхоянского предгорного прогиба;

в) покрыть гравиметровой съемкой в масштабе 1 : 200 000 территорию Приверхоянского предгорного прогиба, расположенную к северу от Тас-Тумусской площади, с целью прослеживания Усть-Виллюйской флексуры, оконтуривания Линденской впадины и выявления других структурных элементов;

г) покрыть гравиметровой съемкой в масштабе 1 : 500 000 восточную часть Виллюйской синеклизы, прилегающую к устью р. Виллюй, с целью геотектонического районирования и выявления зон, наиболее перспективных для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ;

д) провести аэромагнитную съемку в северной части Сибирской платформы с целью геотектонического районирования и уточнения взаимосвязи между Верхоянским предгорным прогибом и Хатангской впадиной;

е) провести электроразведочные работы методом ВЭЗ на территории распространения мезозойских отложений с целью ориентировочных определений глубин структурных элементов, выделенных гравиметровой разведкой.

Разведку верхнепалеозойских отложений по-прежнему необходимо продолжать в районе передовых складок Приверхоянского предгорного прогиба и одновременно проводить подготовительные работы на восточном склоне Оленекского подземного сводового поднятия архея. В заключение нужно подчеркнуть, что для увеличения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Приверхоянского предгорного прогиба требуется следующее.

1. Необходимо резко улучшить качество подготовки структур для поисково-разведочного бурения.

2. Ввиду того, что структурно-геологическая съемка и структурное бурение в этом регионе из-за полной закрытости его и малого количества хороших маркирующих горизонтов оказались недостаточно эффективными при решении структурных задач, необходимо резко увеличить объем сейсморазведочных работ. Как показал опыт картирования Тас-Тумусской и Бергинской площадей, метод отраженных волн дает обнадеживающие результаты. Структурное бурение здесь в дальнейшем должно применяться для решения частных геологических вопросов — для изучения дизъюнктивов, уточнения отдельных элементов строения и т. д.

3. Необходимо продолжать практику применения гравиметрии как весьма эффективного метода решения регио-

нальных геологических задач и обоснования выбора объектов для сейсморазведки.

Судя по первым наблюдениям, Тас-Тумусское газовое месторождение может оказаться газоконденсатным. Правильность этого предположения необходимо проверить при испытании первых же разведочных скважин. Учитывая, что проведение газопровода от Тас-Тумусского месторождения является делом весьма длительным и очень дорогим, на первых порах эксплуатацию Тас-Тумусского месторождения, если оно окажется газоконденсатным, необходимо организовать с поддержанием пластового давления с целью извлечения конденсата. В этом случае, возможно, Якутской АССР будет оказана существенная помощь в снабжении ее бензином и тракторным топливом.

* * *

Г. Х. ДИКЕНШТЕЙН, В. Д. КИРЕЙЧЕВ, И. П. СМЛГА, И. Н. ШЕБУЕВА

Тектоника Припятского прогиба

Припятский прогиб, являющийся западным продолжением Днепровско-Донецкой впадины, вытянут в широтном направлении и обрамлен Украинским кристаллическим массивом на юге и склонами Белорусского выступа фундамента на севере и западе.

Рассматриваемый прогиб выполнен мощной толщей девонских, каменноугольных, пермских и мезозойских осадочных образований, мощность которых превышает 4000 м. Большую часть разреза составляет соленосная толща верхнего девона мощностью от 1300 м (в Наровле) до 2500 м (в Копаткевичах).

Кристаллический фундамент, судя по данным геофизических исследований, погружен в наиболее прогнутых частях впадины до 4000—5000 м. Вдоль северного и южного бортов про-

гиба сейсмическими работами установлены разломы с амплитудой порядка 3000 м.

На Черниговском выступе, располагающемся в восточной части прогиба, фундамент вскрыт на глубине 2747 м под мощной толщей вулканогенно-осадочных пород среднего и верхнего девона. Это дало возможность И. Ю. Лапкину и Е. М. Люткевичу (1956 г.) сделать вывод о том, что Припятский прогиб обособлен от Днепровско-Донецкой впадины. Однако наличие многих общих черт развития в девоне, карбоне и триасе, а также единство тектонического плана Припятского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины дают основание считать их единой обширной областью прогибания.

Первая схема тектоники Припятского прогиба была предложена М. С. Закашанским (1951—1952 гг.).

Им на основании данных гравиметрических исследований были выделены две депрессии, характеризующиеся отрицательными аномалиями силы тяжести — Шатилковская и Ельская.

Несколько позже Ж. П. Хотько и Б. В. Бондаренко (1956 г.) выделили три относительных прогиба — Шатилковский, Ельский и Туровский, а также выступы фундамента — Червонно-Слободской и Наровляно-Злодинский. Согласно указанной схеме сочленение выступов и впадин в ряде случаев осложнено разломами фундамента.

Е. П. Брунс в пределах Припятского прогиба устанавливает наличие двух депрессий — Старобинской на севере

и собственно Припятской на юге. Выделение Старобинской депрессии, в осевой части которой «поверхность кристаллического фундамента вскрыта бурением на абсолютной отметке около 1500 м ниже уровня моря» (Е. П. Брунс, 1956 г.), не является целесообразным, так как эти глубины характеризуют приподнятые, а не опущенные части прогиба. Также не оправдано выделение собственно Припятской депрессии, которую Е. П. Брунс разделяет на две — Ельскую и Житковичскую. Последние вполне самостоятельны, разделены Злодинским выступом, и их объединение является искусственным.

В предлагаемой схеме тектоники

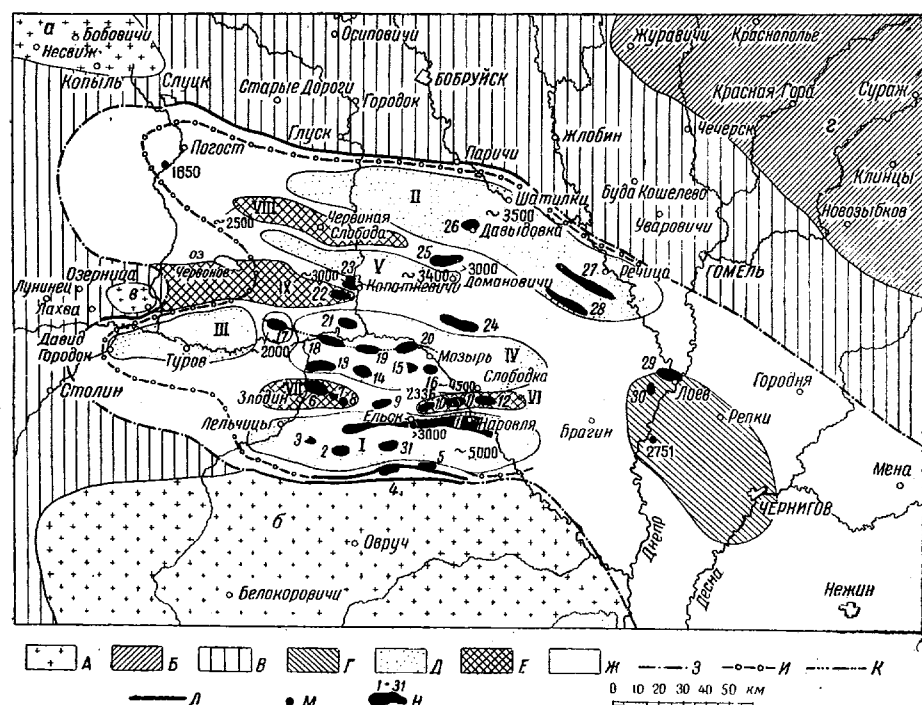


Рис. 1. Основные структурные элементы Припятского прогиба (северо-западная часть Днепровско-Донецкой впадины). (Сост. Г. Х. Дикенштейн, В. Д. Кирейчев, И. П. Смилга, И. Н. Шевуева по материалам бурения и геофизики.)

Выступы фундамента. А — не перекрывающиеся палеозои: а — Белорусский выступ, б — Украинский кристаллический массив, в — Макашевичский выступ; Б — перекрывающиеся палеозои: г — Воронежский массив; В — склоны перечисленных выступов; Г — Черниговский выступ с развитием эффузивных пород в девоне; Д — наиболее погруженные части Припятского прогиба (глубина залегания поверхности фундамента 3000—5000 м); И — Ельская депрессия, II — Шатилковская депрессия, III — Туровская депрессия, IV — Мозырская депрессия, V — Копаткевичская депрессия; Е — относительно приподнятые части Припятского прогиба (глубина залегания фундамента 2000—3000 м); VI — Наровлянский выступ, VII — Злодинский выступ, VIII — Червонно-Слободской выступ, IX — Центральный выступ; Ж — склоны выступов и депрессий Припятского прогиба; З — контуры Припятского прогиба; И — контуры распространения соленосных отложений девона; К — осевые линии локальных поднятий, объединяемые в тектонические зоны; Л — линии крупных нарушений; М — буровые скважины и глубина залегания фундамента; Н — локальные поднятия; 1 — Ельское; 2 — Валовское; 3 — Западно-Валовское; 4 — Выступовичское; 5 — Восточно-Выступовичское; 6 — Буйновичское; 7 — Буда-Софиевское; 8 — Анисимовское; 9 — Заозерное; 10 — Кустовичское; 11 — Наровляное; 12 — Обуховское; 13 — Сколодинское; 14 — Казимировское; 15 — Каменское; 16 — Мозырское; 17 — Петриковское; 18 — Шестовичское; 19 — Скрыгаловское; 20 — Прудковское; 21 — Копковичское; 22 — Южно-Копаткевичское; 23 — Копаткевичское; 24 — Дудичское; 25 — Кореневское; 26 — Давыдовское; 27 — Речицкое; 28 — Южно-Речицкое; 29 — Лоевское; 30 — Сенское; 31 — Ново-Рудненское.

Припятского прогиба рис. составленной коллективом геологов ВНИГНИ (Г. Х. Дикенштейн и И. Н. Шебуева), Белорусской конторы бурения (И. П. Смилга), Белорусской геофизической экспедиции (В. Д. Кирейчев), учтены все новые данные и проведено более детальное тектоническое районирование.

Наиболее погруженные участки прогиба с глубинами залегания фундамента от 3000 до 5000 м выделены как депрессии. Участки с глубинами до фундамента менее 3000 м рассматриваются как относительные выступы.

Показанные на схеме склоны следует рассматривать как переходные области между относительными выступами и депрессиями фундамента. На схеме нанесены также все локальные поднятия, выявленные к настоящему времени.

Ельская депрессия представляет собой область глубокого погружения фундамента, достигающего по данным геофизических исследований 5000 м. На гравиметрической карте депрессия отчетливо выделяется в виде отрицательной аномалии силы тяжести, вытянутой в широтном направлении и характеризующейся в центральной части величинами порядка -70 , -80 мгл. Размеры депрессии 120×25 км. Южный борт, являющийся одновременно северным склоном Украинского кристаллического массива, крутой и осложнен двумя разломами с общей амплитудой ступенчатого погружения фундамента порядка 3000—4000 м.

На севере Ельская депрессия ограничена приподнятой широтной зоной, включающей Злодинский и Наровлянский выступы фундамента. В пределах этой зоны кристаллические породы вскрыты на глубине 2300 м (Наровлянское поднятие). Характер сочленения Ельской депрессии с указанными выступами фундамента изучен недостаточно.

Ельское поднятие по данным сейсмических исследований вытянуто в широтном направлении на протяжении около 60 км. Ширина поднятия по кровле соли не превышает 8—

10 км. Разведочным бурением оно детально изучено только по одному профилю; причем наиболее глубокая скважина остановлена в евлановско-ливенских слоях (нижняя соль), а подсолевые отложения пока не вскрыты.

В сводовой части поднятия кровля соли вскрыта на глубине 880 м, на северном и южном крыльях она резко погружается до 1965 м. Характерной чертой Ельского поднятия являются увеличение мощности соли в сводовой части и, наоборот, увеличение мощности карбона и надсолевого девона на крыльях. Каменноугольные отложения в своде поднятия отсутствуют, и надсолевой девон трансгрессивно перекрывается пермскими породами. Последние, так же как и вышележащие мезозойские отложения, залегают почти горизонтально, не отражая структуры более древних образований.

Для межсолевых (задонско-елецких) слоев наиболее высокое положение отмечается в своде поднятия по кровле соли на абсолютной отметке -1936 м. Скважины, расположенные севернее, при абсолютных отметках забоев порядка -2170 м, межсолевых отложений не вскрыли и были остановлены в верхней соли.

Погружение межсолевых отложений отмечается и в южном направлении, где они вскрыты на отметках -2380 , -2630 м.

В результате сейсмических работ, проводимых в последнее время, получены некоторые данные о строении подсолевых отложений Ельского поднятия. По ряду поперечных профилей наблюдается, что наиболее глубокие отражающие площадки (глубины 3500—4500 м) образуют пологий подъем от центральной части Ельской депрессии к северу вплоть до широты Наровлянского и Кустовницкого поднятий. На участке Ельского соляного поднятия (в районе пробуренных разведочных скважин) данные сейсмике недостаточно четкие. Однако общий характер расположения отражающих площадок позволяет предполагать, что здесь в подсолевом ложе имеет место террасообразный уступ, нарушающий спокойный подъем пород к северу.

Кроме Ельского поднятия, в пределах одноименной депрессии выявлено еще несколько локальных поднятий. Два из них — Выступовичское и Восточно-Выступовичское — располагаются на южном борту депрессии; Новорудненское и другие — в ее центральной части.

Выступовичское поднятие приурочено к первому уступу фундамента, глубина залегания которого по данным сейсмоки не превышает 2500 м. Восточно-Выступовичское поднятие расположено несколько дальше от борта, предположительно на втором уступе, в иных условиях. Здесь предполагается наличие соли в разрезе девона, в то время как в пределах первого уступа соль (по данным сейсмоки) отсутствует.

Ново-Рудненское поднятие выявлено при бурении профиля скважин с целью разведки на уголь. Здесь зафиксирован антиклинальный перегиб слоев нижнего карбона с амплитудой в 100 м. В этой же зоне по разрезам сейсмических профилей намечается терраса.

Выделенные на схеме Наровлянский и Злодинский выступы Б. В. Бондаренко, Ж. П. Хотько (1956 г.) рассматривают как единый выступ. На прилагаемой схеме они разделены относительно пониженным участком фундамента, к которому приурочено локальное Заозерное поднятие. Данные бурения показали, что в районе Заозерной фундамент залегает значительно глубже, чем в Наровле. На глубине 3000 м скважины остановлены в межсолевых задонско-елецких (?) отложениях, в то время как на Наровлянском выступе глубина залегания фундамента колеблется от 2336 до 2624 м. Кроме того, разрез верхнего девона, вскрытый в районе Заозерной, значительно отличается от разреза Наровли, что указывает на своеобразие истории развития данного района. Из сказанного следует, что нельзя рассматривать Наровлянский и Злодинский выступы как единое целое.

Наровлянский выступ предполагается непосредственно к северу от восточной части Ельской депрессии

в зоне широтного максимума силы тяжести. На севере выступ ограничивается сбросом, установленным сейсмическими исследованиями и подтвержденным бурением Мозырской (Слободкинской) опорной скважины, остановленной на глубине 2800 м в верхней соленосной толще.

Наровлянский выступ размером 45×6 км вытянут в широтном направлении, и вдоль его главной оси расположены три локальных поднятия: Наровлянское, Кустовницкое и Обуховское.

Наровлянское поднятие вытянуто в широтном направлении и по кровле соли занимает площадь 8×4 км. В сводовой части кровля соли вскрыта на глубинах от 754 до 878 м. На северном и южном крыльях поднятия она погружается на глубину до 1535 м.

Мощность надсолевых девонских отложений резко увеличивается в направлении от свода к крыльям (от 148 до 690 м), в связи с чем их поверхность наклонена значительно более полого, чем поверхность соли.

Девонские отложения в своде Наровлянского поднятия перекрываются породами триаса, а на крыльях породами карбона. Последние увеличиваются в мощности на погружениях крыльев и залегают также наклонно. Отложения триаса перекрывают более древние образования с резким угловым несогласием, срезая при этом различные горизонты карбона и девона; залегают они практически горизонтально и не отражают строение древних осадочных толщ. Мощность соленосной толщи верхнего девона достигает в своде Наровлянского поднятия 1286 м, на крыльях она или сохраняет ту же величину или уменьшается до 675 м.

В кернах соленосной толщи наблюдаются сколы, направленные под крутыми углами порядка $45-70^\circ$; в ряде случаев отчетливо видно, что кристаллы соли вытянуты в направлении сколов. В межсолевых плитчатых глинах и известняках также наблюдаются углы падения до 70° , а надсолевые девонские отложения превращены в

брекцию. Приведенные факты свидетельствуют о довольно интенсивных проявлениях соляной тектоники.

Подсолевые отложения в сводовой части поднятия залегают почти горизонтально, на южном крыле углы падения не превышают 20° , а на северном — более крутые (порядка 40°).

Несмотря на различия в условиях залегания карбона, надсолевых девонских осадков, соленосной толщи, подсолевых отложений и фундамента, отмечается соответствие структурных планов перечисленных комплексов. Приведенные данные указывают на то, что явления соляной тектоники в данном случае сопровождали общие тектонические движения, проявлявшиеся на территории Припятского прогиба в течение девона и карбона, и усложняли возникшие структурные формы.

В западной части Наровлянского выступа располагается Кустовницкое поднятие, установленное по данным сейсмических работ. По кровле соли оно вытянуто в северо-восточном направлении и по отношению к однотипному с ним Наровлянскому поднятию располагается кулисообразно. В пределах Кустовницкого поднятия глубина залегания фундамента определяется в 2400—2800 м.

Злодинский выступ фундамента изучен слабее, чем Наровлянский, и выделяется по данным геофизических исследований, позволяющим считать, что глубина залегания фундамента здесь не превышает 2200—2500 м. Выступ расположен в зоне относительного максимума силы тяжести, ограничивающего Ельскую депрессию на северо-западе. Площадь его 40×12 км. Сейсмическими и электроразведочными работами в пределах выступа выявлены Буйновичское, Буда-Софиевское и Анисимовское локальные поднятия, не изученные бурением.

К северу от описанной широтной зоны, включающей два крупных выступа фундамента, располагается обширная область, охватывающая центральную и северную части Припятского прогиба и относимая ранее полностью к Шатилковской депрессии.

В рассматриваемой схеме под Шатилковской депрессией понимается значительно меньшая территория, приуроченная к северной части прогиба; в пределах остальной площади выделяется еще ряд относительных выступов и впадин.

Рассматриваемая депрессия представляет собой область глубокого погружения фундамента (не менее 3500 м по геофизическим данным), вытянутую в широтном направлении вдоль северного борта Припятского прогиба и ограниченную на юге Червонно-Слободским выступом фундамента, а на юго-востоке склонами Черниговского выступа. Размеры ее по длинной оси 170 км, по короткой до 35 км.

Центральная часть депрессии характеризуется отрицательной аномалией силы тяжести с минимальным значением, равным — 68 мгл. На восток депрессия протягивается за пределы аномалии, что подтверждается данными электроразведки, согласно которым глубина залегания соленосной толщи в районе Речицких поднятий достигает 1800 м.

Северный борт депрессии осложнен разломом, прослеженным в результате геофизических работ от Слуцка до Шатилок. При этом к северу от линии разлома в районе с. Лучки кристаллический фундамент вскрыт на глубине около 500 м, а к югу от линии разлома буровые скважины примерно на этой же глубине вскрывают соль. Сопоставление данных сейсмики и бурения позволяет считать, что амплитуда разлома или, возможно, зоны разломов (по аналогии с Ельской депрессией) достигает здесь 2000 м. Наличие соли в пределах Шатилковской депрессии доказано бурением в районе Давыдовского поднятия, где вскрытая ее мощность равна 740 м. Давыдовское поднятие изучено недостаточно. По сейсмическим данным оно имеет амплитуду примерно в 300 м.

Речицкие поднятия изучены электроразведкой летом 1956 г. По предварительным данным это удлиненные соляные антиклинали, вытянутые в юго-восточном направлении и

имеющие значительную длину (свыше 30 км). Возможно, что они окажутся сходными с Ельским поднятием.

Червонно-Слободской выступ фундамента устанавливается по наличию максимума силы тяжести и по данным сейсмических исследований, проведенных в небольшом объеме, но показавших существование перегиба преломляющего горизонта со скоростью 5500 м/сек, отождествляемого с подсолевыми отложениями или с фундаментом, примерно на глубине 2000 м. Размеры выступа 75×10 км.

К востоку на продолжении Червонно-Слободского выступа располагается Кореневское поднятие, установленное сейсморазведкой и имеющее амплитуду 300 м по кровле соли. В своде поднятия на глубине 2909 м вскрыты подсолевые отложения евлановского возраста.

Учитывая, что в 8 км южнее, Домановичская опорная скважина на глубине 2800 м не вышла из соли, можно предполагать, что по направлению от района Домановичей к Кореневской площади подсолевые отложения испытывают подъем. Возможно также, что Кореневское поднятие располагается на восточном погружении Червонно-Слободского выступа.

Центральная часть Припятского прогиба на фоне приподнятых широтных зон (Наровлянской, Злодинской и Червонно-Слободской) представляется в виде депрессии. В рассматриваемой схеме эта область подразделена на Мозырскую и Копаткевичскую депрессии, разграниченные Центральным выступом фундамента.

Центральный выступ рассматривается как погребенная часть Микашевичского поднятия фундамента, протягивающаяся в широтном направлении на расстояние 80 км до меридиана Копаткевичей. Центральный выступ выделен по относительному максимуму силы тяжести, отмеченному в районе Южно-Копаткевичского поднятия, а также по данным сейсмических исследований и бурения, свидетельствующим о подъеме межсолевых отложений, происходящем с юга и севера по направлению к данному

району. Имеющиеся материалы бурения дают основание считать, что граница распространения девонской соленосной толщи к востоку от Микашевичского выступа значительно отодвигается на восток, в глубь прогиба, что также является косвенным доказательством существования в центральной его части погребенного поднятия.

Копаткевичская депрессия, занимающая площадь 75×10 км, характеризуется минимумом силы тяжести со значением -56 мгл. На востоке депрессия охватывает район Домановичей, где установлено, как уже указывалось, значительное погружение фундамента. Судя по характеру изоаномал силы тяжести, возможно, что сочленение Копаткевичской депрессии с Червонно-Слободским выступом, ограничивающим ее на севере, осложнено нарушением. На юге, в переходной области от депрессии к центральному выступу, сейсмическими работами выявлено Копаткевичское поднятие, имеющее по кровле соли куполовидную форму. Данные бурения показали, что здесь наблюдается несоответствие положения свода по кровли соли и межсолевым отложениям. Напротив, триасовые, юрские и меловые слои образуют поднятие, полностью соответствующее структуре по кровле соли. Иными словами картина, обратная той, которая наблюдается на Наровлянской и Ельской площадях.

Солянокупольное Копаткевичское поднятие, видимо, приурочено к крылу более крупного и более древнего Южно-Копаткевичского поднятия, расположенного в пределах периферической части Центрального выступа.

Данные последних лет позволили выделить довольно обширную область глубокого залегания фундамента размером 110×45 км, названную Мозырской депрессией. Границы депрессии на севере и на востоке проведены пока условно.

В юго-восточной части этой депрессии пробурена опорная скважина, вскрывшая кровлю соленосной толщи девона на глубине 2513 м и остано-

ленная в ней на глубине 2800 м. Если иметь в виду, что мощность осадков от кровли соли до фундамента на Наровлянском поднятии в среднем составляет 1500 м, то глубина залегания фундамента в районе Мозырской опорной скважины должна быть не менее 4000 м. В центральной части Мозырской депрессии, в районе Мозырского локального поднятия, по данным сейсмики глубина залегания фундамента определяется приблизительно в 4500 м. К западной части депрессии приурочен минимум силы тяжести со значением -50 мгл.

В пределах Мозырской депрессии выявлено сейсморазведкой восемь локальных поднятий, которые объединяются в широтные тектонические зоны.

Сейсмическими работами наиболее детально изучено Шестовичское поднятие, на котором в 1956 г. начато разведочное бурение. На структурной карте Шестовичского поднятия по условному отражающему горизонту вырисовывается узкое, вытянутое в юго-восточном направлении поднятие. Глубина залегания условного горизонта в своде равна 700 м. На северном крыле этот же горизонт погружается до глубины 1800 м, а на южном до 1300 м. Соль вскрыта в своде поднятия на глубине 300 м (т. е. на отметке -170 м), что указывает на приуроченность условного отражающего горизонта к какой-то поверхности ниже кровли соли.

На западе Шестовичское поднятие посредством неглубокой седловины сочленяется с Петриковским поднятием, расположенным за пределами Мозырской депрессии и приуроченным к небольшому по размерам выступу фундамента. По данным сейсмики для Петриковского поднятия отмечается соответствие структуры в осадочной толще строению фундамента, глубина залегания которого определена здесь в 2000—2200 м.

Существование выступа подтверждается также наличием относительного максимума силы тяжести, разделяющего две области гравитационных

минимумов, соответствующих Мозырской и Туровской депрессиям.

Туровская депрессия изучена очень слабо. Судя по гравиметрическим данным, она вытянута в широтном направлении и замыкается на западе в районе Давид-Городка. На севере Туровская депрессия ограничена Микашевичским выступом фундамента, причем здесь по данным геофизики допускается существование разлома. В пределах депрессии предполагается развитие соленосных девонских отложений, но бурением они пока не вскрыты. По данным сейсмики глубины залегания до поверхности соли составляют 800—1000 м.

Предлагаемое тектоническое районирование, основанное на данных о глубине залегания фундамента, справедливо главным образом для девонского периода, в течение которого и происходило формирование выделенных выступов и впадин. Начиная с каменноугольного периода, значительному опусканию подвергались только южные и юго-восточные части Припятского прогиба; вся северо-западная часть оказалась значительно приподнятой, и накопления осадков здесь почти не происходило.

В связи с этим тектонические элементы, характерные для девона, почти не находят отражения в характере распределения мощностей каменноугольных отложений. Стираются грани между Ельской и Мозырской депрессиями и не выделяется Черниговский выступ. На юго-востоке формируется обширная область, погружающаяся в сторону Днепровско-Донецкой впадины.

В то же время большинство локальных поднятий продолжает развиваться и выделяется по отсутствию карбона (а часто и перми) в сводах, а также по увеличению мощностей карбона на крыльях.

Рассмотренные материалы по отдельным локальным поднятиям позволяют предполагать, что последевонская история их формирования в значительной мере связана с соляной тектоникой, усложнившей уже существовавшие тектонические формы и

обусловившей специфические черты строения отдельных поднятий.

Данные бурения и геофизики показывают, что в Припятском прогибе имеется большое разнообразие локальных структурных форм; наиболее изученные поднятия (Ельское, Наровлянское, Копаткевичское и Заозерное) оказались различными как по морфологии, так и по истории развития.

Широкое распространение имеет несоответствие структурных планов по различным стратиграфическим поверхностям.

Среди локальных поднятий намечаются следующие разновидности.

1. Наровлянское поднятие, связанное с крупным выступом фундамента и характеризующееся соответствием положения сводов по фундаменту, подсолевым девонским отложениям, кровле соли и карбону. Пермские отложения отсутствуют, а мезозойские породы залегают резко несогласно на более древних породах, не отражая тектоники последних.

2. Ельское валообразное поднятие, на котором наблюдается резкое отличие в тектоническом строении (по сейсмическим данным) подсолевой части разреза и соленосной толщи. В то же время отмечается совпадение сводов по межсолевым отложениям, кровле соли, надсолевым девонским и каменноугольным отложениям. Пермские и более молодые образования залегают резко несогласно на породах девона и карбона и не отражают структуры более древних отложений.

3. Копаткевичское куполовидное поднятие, характеризующееся совпадением очертаний свода по кровле соли со всеми структурными поверхностями

в мезозойских осадках, по межсолевым отложениям не выражено. Последние испытывают подъем к югу, где образуют другую структуру — Южно-Копаткевичскую. Видимо, Копаткевичский соляной купол является второстепенным осложнением на склоне более крупной и более древней структуры.

4. Заозерное поднятие, расположенное между Наровлянским и Злодинскими выступами и характеризующееся смещением свода в каменноугольных отложениях по отношению к своду по кровле соли на 7—8 км.

Приведенные примеры показывают, что в пределах Припятского прогиба имеют развитие разнообразные структурные формы, что находится в прямой зависимости от времени их возникновения и истории развития.

Классификация локальных поднятий имеет большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности и в дальнейшем позволит выделить площади, наиболее благоприятные для постановки разведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брунс Е. П. История развития Припятского прогиба в палеозое. Материалы ВСЕГЕИ, вып. 14, нов. сер., 1956.
2. Лапкин И. Ю., Люткевич Е. М. О различиях в геологическом строении Полесской и Днепровско-Донецкой впадин. ДАН СССР, т. 108, № 5, 1956.
3. Тихомиров С. В., Пистрак Р. М. Развитие Припятского прогиба в конце франского и в фаменское время. ДАН СССР, т. 105, № 6, 1955.
4. Хотько Ж. П. и Бондаренко Б. В. Основные тектонические структурные элементы Белорусской ССР по геофизическим данным. ДАН СССР, т. 106, № 4, 1956.

* * *

А. И. КЛЕЩЕВ

К вопросу об условиях формирования девонских залежей нефти Татарии

Анализ геологического строения и нефтеносных терригенных образований девона Татарии, проведенный автором в 1954 г. с целью уточнения перспектив дальнейших поисков нефти в этих отложениях, позволил выявить некоторые новые закономерности и характерные черты геологического строения и условий залегания нефти в девонских отложениях центральной части Татарского свода. Исследованиями была охвачена территория Татарии, в пределах которой располагаются северная и центральная вершины погребенного девонского Татарского свода [1], разделенные Сарайлинским прогибом, названные нами, следуя их географическому положению, соответственно Камским и Закамским куполами. С Закамским куполом связано крупнейшее в Союзе Ромашкино-Миннибаевское девонское месторождение; в пределах Камского купола известно одно сравнительно небольшое Бондюжское месторождение, открытое в 1955 г. Для этой территории нами по методике, несколько отличной от общепринятой, составлены три новые схематические структурные карты по кровлям живецких, пашийских и кыновских отложений (рис. 1).

При составлении структурных карт особое внимание было уделено выявлению действительных простираний структурных форм и их элементов. Выявление этих простираний является важнейшим моментом всех структурных построений, так как именно простирания, обобщая отдельные струк-

турные точки и тем определяя ориентацию структурных форм и их элементов, в то же время, будучи генетически связаны с дислокационными направлениями, непосредственно отражают характер тектонических процессов. Во всех случаях структурных построений и структурного анализа нельзя забывать этой непосредственной генетической связи и согласованности простираний структурных форм и их основных элементов с дислокационными направлениями и тектоническими процессами. Знание простираний важно не только для правильного отражения действительного строения нефтеносных структур, но еще более необходимо для изучения истории развития последних, так как в условиях платформенной складчатости именно простирания являются наиболее чувствительным индикатором, остро и непосредственно

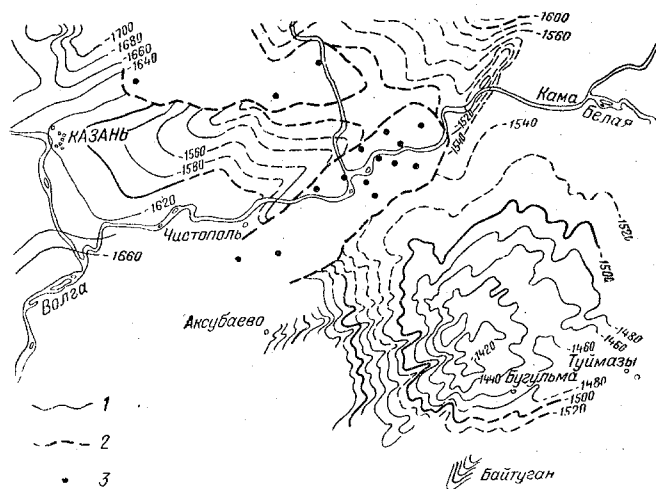


Рис. 1. Схема строения Камской и Закамской частей Татарского свода по подошве репера „Аяксы“ — условной кровле кыновских слоев.

1 — изогипсы; 2 — границы распространения кыновских слоев; 3 — скважины, в которых кыновские слои отсутствуют.

реагирующими на процессы дислокаций и структурных превращений.

Анализ действительных простираций современных структурных форм и их основных элементов облегчает изучение природы и характера процессов, создавших эти структурные формы. Анализ же изменений простираций во времени позволяет выявить взаимоотношения дислокационных направлений и далее перейти непосредственно к установлению относительной хронологии и возраста этих дислокаций, а следовательно, возникновения и развития созданных ими структурных форм.

Примененный нами в условиях платформенной складчатости метод структурного анализа и изучения истории развития структурных форм Татарского свода, образованных продуктивными девонскими отложениями, не является новым. Он с успехом применяется в областях геосинклинальной складчатости, где летопись различных по времени дислокаций, т. е. историю структурного развития современных структурных форм, можно читать непосредственно в открытых на поверхности разрезах. Применение этого метода в платформенных условиях встречает серьезные затруднения, но в то же время облегчается характером и размахом колебаний. Именно в условиях слабой платформенной складчатости даже самое незначительное азимутальное несогласие различных дислокационных направлений резко отражается на простирациях основных структурных элементов и форм.

Автор полагает, что использованный им метод структурного анализа совместно с другими методами, применяемыми в настоящее время, позволяет лучше изучать структурное развитие и закономерности строения девонских нефтяных месторождений. Широко используемый в последнее время метод восстановления истории развития девонских локальных структур, основанный на определении относительного знака и величины вертикальных перемещений по данным сравнительного анализа, наращиваемых от

условного нулевого горизонта, мощностей уже формировавшихся осадков отдельных стратиграфических подразделений, не всегда приводит к реконструкции палеотектонических форм.

Надуманность и искусственность этого допущения, не имеющего подобия в природе, совершенно очевидны. Существующие формы рельефа дна современных водных бассейнов, с которыми нередко сравнимы многие структурные формы известных девонских месторождений, полностью исключают всякие допущения о первоначальном горизонтальном положении поверхности осадка.

Иначе говоря, последующее искусственное нивелирование до абсолютного горизонтального положения синхронной поверхности какого-либо комплекса осадка, сформировавшегося в породе, ни в коей мере не возвращает эту поверхность к положению, в котором она находилась в момент своего образования. Нет сомнения, что, используя подобный методический прием в изучении истории возникновения и развития большинства нефтеносных девонских структурных форм, мы теряем важнейшее и основное методическое условие — сохранение подобия естественным процессам — и все наши условные горизонтальные стратиграфические синхронные поверхности безусловно являются искусственными и не подобны тем первоначальным синхронным поверхностям, которые мы пытаемся восстановить.

Положенные в основу этого метода прямая зависимость и равенство амплитуд относительных прогибаний и относительных видимых в скважинах мощностей сформировавшихся осадков, основанные на принципе компенсации, справедливые для усредненных значений больших мощностей крупных стратиграфических подразделений, могут помочь восстановить историю развития крупных структур первого порядка [2], но в применении к нефтеносным девонским структурам третьего, а иногда и второго порядка не всегда дают правильные решения. Этот метод «палеотектонических реконструкций» при изучении истории

возникновения и развития локальных продуктивных девонских структур теряет свои геологические основы и по существу сводится к искусственным чисто геометрическим построениям, ни в коей мере не отражающим геологические процессы прошлого.

Нельзя также обойти молчанием вопрос о состоянии изученности стратиграфии девонских отложений и безупречности базирующихся на ней сопоставлений разрезов пробуренных скважин и восстановления истории геологического развития рассматриваемого района. Принятая в 1951 г. унифицированная схема [6] требует не только дальнейшей детализации, но и уточнения, так как в настоящее время по-разному понимаются объемы таких важнейших стратиграфических подразделений, как саргаевские, кыновские и даже пашийские слои, затрудняет восстановление действительной геологической истории этого важнейшего отрезка времени.

Несомненно, что и наши исследования не лишены этого недостатка, поэтому сделанные нами выводы частично не согласуются с существующими представлениями и имеют дискуссионный характер.

Ниже мы попытаемся коротко, не останавливаясь на общих чертах геологического строения Татарского свода, изложить результаты наших исследований, положенных в основу определения перспектив и направлений дальнейших поисков девонских залежей нефти в изученных районах.

1. Современные структурные формы Татарского свода, образованные продуктивными отложениями девона, имеют в основном тектоническую природу, что отчетливо проявляется в согласованности этих структурных форм и их элементов по кровле живетских, пашийских и кыновских образований. Существующие элементы обскания не определяют природы современных де-

вонских нефтеносных структурных форм.

2. Современные девонские структур-

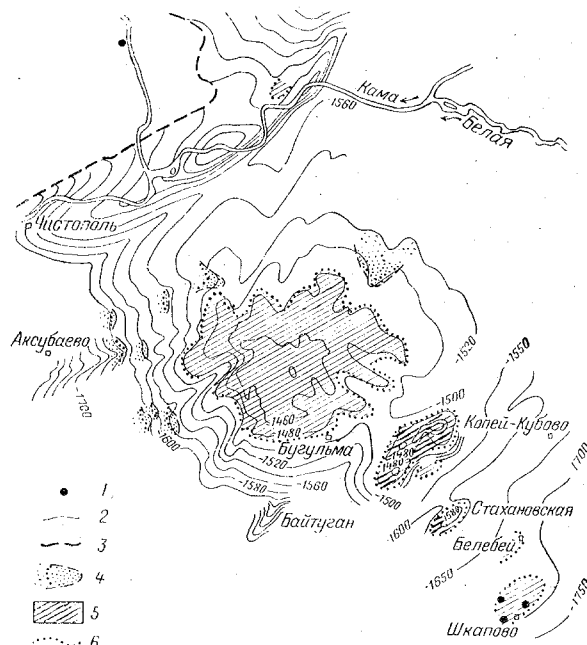


Рис. 2. Схема строения Татарского свода и структурное положение основных залежей нефти.

1 — скважины; 2 — изогипсы кровли пашийских слоев; 3 — границы распространения пашийских слоев; 4 — литологически экранированные (вулканические) залежи; 5 — залежи I горизонта пашийских слоев; 6 — внешние контуры залежей.

вые формы изученной части Татарского свода (рис. 1 и 2) образованы разновременными дислокациями двух направлений: более ранними — северо-западного простирания и более отчетливыми последующими — северо-восточного простирания. Этим двум направлениям и подчиняются все основные структурные формы и их элементы. Северо-западными дислокациями в основном была сформирована досаргаевская структура Татарского свода северо-западного простирания. Современный девонский структурный план Татарского свода, сохранивший основные простирания, заложенные в живетское время северо-западными дислокациями, в послекыновское время был осложнен архитектурой более поздних дислокаций северо-восточных простираний, выраженных зонами прогибов различной амплитуды и сопря-

женных с ними антиклинальных валов и структурных носов. Более древние северо-западные дислокации следует называть Татарскими по имени образованной ими наиболее продуктивной структуры первого порядка. Более молодые северо-восточные дислокации следует называть Камскими по имени р. Камы, направление русла которой в нижнем течении, по-видимому, связано с простиранием этих позднейших дислокаций.

Татарские дислокации северо-западного направления, наметившиеся в нижнеживетское время, проявлялись до конца кыновского времени, когда интенсивное развитие получили Камские дислокации северо-восточного направления, слабо наметившиеся еще в предкыновское время и развивавшиеся в течение всего палеозоя и позже. Интенсивность проявлений дислокаций каждого из этих двух направлений, возможно, была непостоянна; при снижении интенсивности дислокаций северо-западного направления возрастала интенсивность дислокаций северо-восточного направления.

3. Татарский свод (рис. 2) имеет два древних склона северо-западного простираения, заложенных древними Татарскими дислокациями. Более молодыми Камскими дислокациями северо-восточного направления последовательно сформирована система флексуорообразной Туймазинско-Бавлинской антиклинали и сопряженных с последней Кандры-Леонидовской и Бугульминской зон прогиба, а также аналогичная в некотором отношении первой система Граханско-Голышурминской антиклинали и сопряженной с ней Серайлинской зоны прогиба. Именно эта вторая система в послекыновское время являлась наиболее мобильной частью Татарского свода. Камскими дислокациями в послекыновское время осложняется структурное строение и Закамской части Татарского свода, где развивается ряд параллельных зон прогибов, расчленивших оба склона свода на ряд структурных носов северо-восточного простираения. Резче расчленен более крутой юго-западный склон; на северо-

восточном, более пологом склоне эти дислокации, как и все другие, выражены слабее (рис. 1 и 2).

4. Анализ структурного строения наиболее изученной Закамской части Татарского свода показывает, что кровли живетских образований, пашийских и кыновских слоев не отражают многих локальных поднятий третьего порядка, документально закартированных по пермским и каменноугольным отложениям. Такие поднятия, как Ойкинское, Алтуниновское, Шугуровское, Черемшанское, Байтуганское и некоторые другие, инструментально закартированные по перми и карбону, в продуктивных девонских образованиях, как правило, не имеют четких северо-восточных погружений и оказываются приуроченными к осям структурных носов юго-западного склона Закамского купола, чем и объясняется отсутствие залежей нефти в девонских образованиях, связанных с этими «структурами» (рис. 1 и 2).

Относительно девонских структур, расположенных в пределах широкого свода Закамского купола, следует заметить, что из семи вероятных поднятий, обозначившихся по кровле живетских образований, по кровле пашийских слоев сохраняются только четыре значительно смещенных, три совершенно исчезают и появляются два новых «пашийских» поднятия; по кровле же кыновских слоев из тех же семи «живетских» поднятий сохраняется только одно поднятие, а из шести «пашийских» сохраняются три поднятия и появляются три новых «кыновских» поднятия.

5. Ось Девонской структуры Татарского свода (рис. 2), возникая юго-восточнее Шкаповского месторождения и непрерывно воздымаясь, простирается в северо-западном направлении, проходит в районе Шкапово — Туймазы — Елабуга и прослеживается до Кукморской площади. На всем этом протяжении девонская структура Татарского свода разновременна и последовательно расчленена на ряд понижающихся к юго-востоку ступеней — Камскую, Закамскую и Башкирскую, разделенных системами про-

гибов и сопряженных с последними флексуроподобными антиклинальными валами.

Граханско-Голышурминский и Туймазинско-Бавлинский антиклинальные валы соответственно определяют юго-восточные края Камской и Закамской ступеней Татарского свода. Именно к этим крупным ступеням и их краевым антиклинальным валам приурочены наиболее крупные залежи нефти в терригенных образованиях девона. К Закамской ступени приурочена группа Ромашкино-Миннибаевских и Туймазинско-Бавлинских залежей, с Башкирской ступенью связаны известные залежи, расположенные к юго-востоку от Кандры-Леонидовского прогиба до Шкаповского включительно. Возможно, что разведочное бурение между Шкапово и Туймазами установит в девонских образованиях новые залежи нефти.

6. Комплексное рассмотрение различных структурных и геохимических аномалий, а также аномалийных нарушений водонефтяного контакта позволило автору наметить систему дизъюнктивных дислокаций, осложняющих строение Закамского купола, которые ввиду их малой амплитуды при всех структурных построениях обычно решаются в пликративном плане. На рис. 3 представлена схема «блоковой тектоники» продуктивных девонских отложений такой, какой она представляется в случае, если зоны прогибов, изображенные на рис. 1 и 2, вызваны дизъюнктивными дислокациями, если не в терригенных образованиях девона, то безусловно в кристаллических породах докембрийского фундамента. Эта схема блоковой тектоники, а также составленные нами структурные схемы свидетельствуют о том, что подобные блоковые дислокации имеют широкое развитие и совершенно определенные закономерности, выраженные не только в строгой согласованности направлений, но и в синхронности своих проявлений.

Быстрое накопление фактов обнаружения дизъюнктивных дислокаций в различных районах платформенной части Урало-Волжской нефтеносной

области подтверждает правомерность этой схемы блокового строения Татарского свода.

7. Характер современных структурных форм продуктивных девонских образований определяется блоковым строением докембрийского фундамента. Пликративные же элементы тектоники, подчеркивая блоковый характер этого важнейшего структурного этажа, в верхних структурных этажах усиливаются, становятся основными и определяют характер локальных струк-

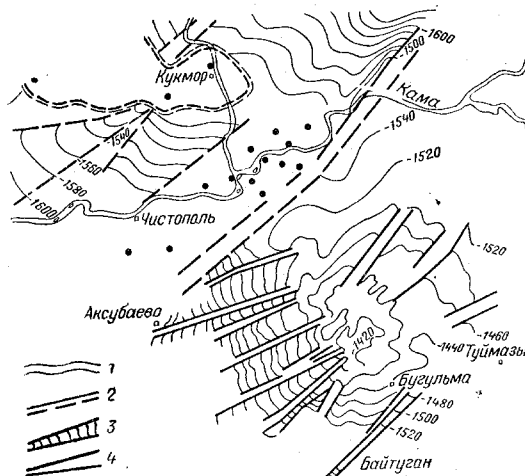


Рис. 3. Схема блоковой тектоники Камской и Закамской частей Татарского свода.

1—изогипсы по условной кровле кыновских слоев; 2—границы поднятых блоков; 3—границы участков, на которых отсутствуют кыновские слои; 4—границы опущенных блоков.

тур и антиклинальных валов, образованных напластованиями карбона и перми. Что же касается элементов облекания, то последние, отражаясь на формировании продуктивных структурных форм всех структурных этажей, имеют широкое и повсеместное развитие. Более широко развиты элементы облекания, связанные с условиями накопления и литогенеза осадков. Менее широко, но более отчетливо и резко отражались элементы облекания, связанные со стратиграфическими перебивами [4].

8. Геологическое строение Камской части Татарского свода резко отличается от строения Закамской части. В то время как на территории послед-

ней в течение верхнеживетского, пашийского и кыновского времени происходило быстрое накопление осадков и формировалась благоприятная для образования залежей нефти трансгрессивная серия терригенных образований, на большей части Камского купола до саргаевского (верхнекыновского) времени существовала суша и аналогичные осадки не отлагались. Изучение разрезов скважин, пробуренных на площадях Камской части Татарского свода, позволяет установить здесь в кыновское время не менее двух регрессивных периодов различного размаха, глубины и, вероятно, продолжительности, отрицательно отразившихся на нефтеносности даже той части территории, в пределах которой была ранее сформирована терригенная трансгрессивная серия. Именно в эти периоды регрессии и происходило разрушение части кыновских и пашийских слоев и сформировавшихся в них залежей нефти в пределах Елабужской, Граханской, Кирменской и Чистопольской площадей (структур). Влияние одного из этих перерывов, его элементы отчетливо отмечаются также в разрезах некоторых скважин Поповской и Мусабайской, Акташской и Ново-Ибрайкинской площадей.

Следует указать, что количество перерывов в терригенном комплексе не исчерпывается двумя, отмеченными нами; их, по-видимому, больше, но не так много, как это представляется некоторым исследователям.

Более развиты внутриформационные перерывы, связанные с условиями осадконакопления песчано-глинистых образований в мелководном бассейне, трансгрессия которого, несомненно, неоднократно прерывалась периодами регрессий, вызывавшими изменения не только положения береговой линии бассейна, но и направлений течений и потоков выноса терригенного материала в самом бассейне. Эти перерывы не приводили к разрушению благоприятного разреза и сформировавшихся залежей нефти.

9. Изложенные выше представления о природе и истории развития струк-

турных форм, образованных продуктивными девонскими образованиями, позволяют рассматривать современные условия нахождения и формирования девонских залежей нефти Татарии несколько иначе, чем это представлялось ранее. Прежде всего следует указать, что эти залежи полностью подчинены современным структурным формам, в том числе зонам прогибов и структурных носов, осложняющим региональные склоны Закамского купола.

10. В соответствии с историей развития современных девонских структурных форм в истории формирования нефтяных залежей достаточно отчетливо выделяются две фазы.

Первая фаза, охватывающая период формирования до кыновского времени включительно, когда направления миграции и положение зон нефтегазонакопления определялись единой структурой Татарского свода, основные структурные элементы которой до саргаевского времени развивались, подчиняясь северо-западным — Татарским — дислокациям. Следует полагать, что положение и контуры залежей нефти первой фазы формирования определялись досаргаевской структурой Татарского свода, еще не осложненной системами Бугульминского и Сарайлинского прогибов и связанных с ними Туймазинско-Бавлинского и Граханско-Голышурминского антиклинальных валов и структурных носов.

Вторая фаза, в которую сформировались современные девонские залежи, в основном характеризуется перераспределением этих залежей, вызванным осложнениями Татарского свода более молодыми — Камскими — дислокациями северо-восточного простирания, проявившимися до конца палеозоя и позднее. Именно в эту фазу и происходит окончательное формирование групп Ромашкино-Миннибаевских и Туймазинско-Бавлинских залежей, ранее объединяемых общим контуром. Более тщательное изучение геологического строения и условий залегания нефти позволяет наметить ряд этапов второй фазы формирования современных залежей.

Наиболее отчетливые и интенсивные проявления Камских дислокаций северо-восточного направления связываются со временем, когда на территории современных Чистопольских и Граханско-Елабужских структур Граханско-Голышурминского вала в результате предсаргаевского (верхнекыновского) перерыва были размыты почти полностью кыновские и частично пашийские слои и разрушены сформировавшиеся в них в первую фазу основные залежи нефти. Именно к этим залежам относятся в основном нефтепроявления в скв. 4, 6, 8, 9, 22 и др. В связи с этим особенно следует подчеркнуть важнейшее значение глинисто-карбонатных кыновских слоев, обеспечивших в Закамской части накопление и формирование богатейших залежей в коллекторах горизонтов D_0 и D_1 кыновских и пашийских слоев.

Именно этим объясняется отсутствие промышленных притоков нефти из девонских отложений в 19 скважинах, пробуренных до 1957 г. на Елабужской, Граханской и Чистопольской площадях. В свете наших представлений здесь можно найти залежи второстепенного характера, связанные с пластами пашийских коллекторов, выклинивающимися ниже поверхности размыва или же находящимися в особых благоприятных структурных условиях. Возможно, именно из таких залежей и получены незначительные притоки нефти в некоторых скважинах, пробуренных на этих площадях.

Залежь, вскрытая разведочной скв. 15 за пределами территории, охваченной одним из предсаргаевских (?) перерывов, в разрезе которой присутствует пачка плотных кыновских аргиллитов, принадлежит, по-видимому, кыновским слоям и связана со сравнительно небольшой Бондюжской структурой Граханско-Голышурминского вала, отделенной структурным седлом от соседнего (с запада) Елабужского поднятия и осложняющей северо-восточный склон Татарского свода.

11. Анализ истории формирования залежей в районе Граханско-Елабужской части антиклинального вала позволяет сделать заключение, что фор-

мирование залежей в этом районе происходило непосредственно вслед за седиментацией глинистых осадков кыновского времени.

Возможно, что это заключение, согласуясь в общем с современными взглядами большинства исследователей [4], в то же время встретит возражения некоторых из них [7] и прежде всего тех, которые полагают, что процессы нефтеобразования могут происходить только на глубинах не менее 1500 м [5]. Не рассматривая теоретической стороны этого вопроса, мы в настоящей статье считаем необходимым обратить внимание на то, что конкретные геологические условия определяют эти залежи уже сформированными ко времени верхнекыновского перерыва.

12. Образование таких крупных залежей нефти в условиях Закамской части Татарского свода, кроме прочих благоприятных факторов, объясняется также и неизменностью направлений миграции и положения зон накопления углеводородов, определившихся еще в живетское и сохранившихся до настоящего времени. Резкие осложнения структурных форм Татарского свода в после-кыновское время, вызвавшие перераспределение залежей, не изменили общих направлений миграции углеводородов и положения зон их накоплений.

Мы считаем необходимым на примере рассматриваемых залежей подчеркнуть значение продолжительности (возраста) современных направлений миграции углеводородов и положения зон накопления последних. При всех прочих благоприятных и равных геологических условиях формирования залежей промышленное значение последних будет тем выше, чем древнее будет возраст современных направлений и положения зон нефтегазонакопления.

13. Особо следует подчеркнуть наличие залежей нефти в литологически выклинивающихся пластах коллекторов, структурно связанных со всеми склонами Закамской части Татарского свода (рис. 2), что расширяет перспективы поисков подобных залежей на склонах всего Татарского свода.

В свете изложенных представлений сравнительная оценка перспектив даль-

нейших поисков новых залежей нефти в девонских отложениях на территории Татарии сводится к следующему.

I. Наиболее перспективными представляются поиски новых литологически экранированных залежей нефти, связанных с более древними досаргаевскими юго-западными и северо-восточными склонами Татарского свода.

а. На юго-западном склоне наиболее перспективными представляются территории склонов Закамской и Башкирской частей Татарского свода. Несомненно, что открытия новых литологически экранированных залежей на этом склоне можно ожидать и на погружениях, более далеких, чем изученные уже пробуренными скважинами.

Особый интерес для поисков в девонских отложениях новых литологически экранированных залежей представляет территория к югу и юго-западу от аксубаевских скважин, вдоль русел рек Б. Черемшан и Б. Сульча. Именно в этом районе в случае благоприятных структурных условий в местах развития более полного разреза терригенных образований девона можно ожидать открытия новых залежей. Не исключено, что эта территория по франским и живетским образованиям будет относиться к южным и юго-восточным склонам погребенного девонского сооружения, возникновение и развитие которого связываются с более ранними фазами развития Камской части Татарского свода.

Получение промышленного притока нефти из девонских отложений в скв. I на Нурлатской площади подтверждает перспективность как этого района, так и территории, располагающейся юго-западнее и западнее.

Несколько менее перспективны поиски залежей на территории юго-западных склонов Камской части Татарского свода и Казанского седла, располагающихся севернее Сарайлинского прогиба.

б. На северо-восточном склоне Татарского свода наиболее перспективны поиски залежей на всей территории склона и прежде всего на территории левобережья р. Вятка, к западу от линии скважин площадей Голюшурма —

Варзи-Ятчи — Акаршур.

Открытие промышленной залежи нефти на Бондюжской площади, располагающейся за пределами территории, захваченной досаргаевскими перерывами, в зоне более полного развития кыновских и пашийских слоев подтверждает перспективность дальнейших поисков залежей нефти на северо-восточном склоне Камской части Татарского свода.

Несомненно перспективными являются поиски девонских залежей нефти к югу от р. Кама до Чекамагушевской площади и далее. Залежи этой территории мы также связываем с северо-восточными склонами Татарского свода.

В части поисков литологически экранированных (зональных) залежей нефти нет никаких оснований считать, что бурением уже установлены все подобные залежи, связанные со склонами Татарского свода, так же как и нет оснований утверждать, что все они будут небольшие и малопродуктивные. Однако поиски и изучение подобных залежей потребуют бурения большего количества разведочных скважин.

II. Особый интерес представляют поиски залежей нефти в верхнефранских, фаменских и турнейских образованиях. Повсеместное развитие мигрирующих на этих стратиграфических уровнях благоприятных терригенных фаций, частично известных в Татарии под названием сарайлинской толщи дает основание полагать, что в случае благоприятных условий эти отложения могут содержать промышленные залежи нефти.

III. В свете предлагаемой структурной интерпретации развития и строения Татарского свода наибольшего внимания заслуживают его юго-восточное погружение и склоны, где разрез терригенных образований представлен более полно. Именно на погружениях и склонах свода можно ожидать более благоприятных условий для формирования залежей нефти в нижнефранских и особенно в живетских образованиях. Нам представляется, что промышленная нефтеносность Башкирского блока Татарского свода не исчерпывается уже открытыми здесь залежами.

Проведенный нами анализ геологического строения и нефтеносности терригенных образований девона позволил выявить некоторые новые закономерности и характерные черты структурного строения и условий нахождения и формирования залежей нефти. Мы полагаем, что некоторые из этих закономерностей, возможно, имеют более общий характер и окажутся справедливыми и для других крупных структурных единиц платформенной части Волго-Уральской нефтеносной области и особенно для ее центральных и северных районов. К таким выводам в первую очередь относятся установление двух систем дислокаций и их взаимоотношений и природа современных нефтеносных девонских структурных форм, созданных этими дислокациями, а также влияние перерывов на формирование залежей нефти в девоне.

Некоторые же заключения, в частности об истории формирования структуры Татарского свода в послекриновое время и возрасте фаз наиболее интенсивных проявлений обеих систем дислокаций, а также возможная схема

блоковой тектоники Татарского свода, являясь вполне правомерными, вместе с тем в своей конкретности не являются бесспорными и безошибочными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мельников А. М. О поверхности кристаллических пород фундамента на территории Татарской АССР и прилегающих областей. ДАН СССР, т. 103, № 5, 1955.
2. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. Госгеолтехиздат, 1954.
3. Бакиров А. А. и Мирчинк М. Ф. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтегазосности. Нефт. хоз., № 1, 1951.
4. Вебер В. В. и др. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. Гостехиздат, 1956.
5. Козлов А. Л. Геосинклинали и нефтегазосность краевых частей платформы (палеотектоника и нефтегазосность). Нефт. хоз., № 3 и 4, 1955.
6. Решение Всесоюзного совещания по выработке общей унифицированной схемы девонских и додевонских отложений Русской платформы и западного склона Урала, состоявшегося во ВНИГРИ с 26 февраля по 3 марта 1951 г. Гостехиздат, 1951.
7. Мирчинк М. Ф. и Бухарцев В. П. Сб. «Нефтеносность Урало-Волжской области». Тр. совещ. по проблеме нефтегазосности Урало-Поволжья. Изд. АН СССР, 1956.

* * *

А. К. КАРИМОВ

Об особенностях нефтей различных тектонических зон и стратиграфических горизонтов на территории Башкирии

В настоящее время на территории Башкирской АССР известно значительное количество нефтеносных площадей, причем многие из них имеют по 2—3 нефтяных горизонта и более.

Как известно, нефти всех этих месторождений, как и нефти ряда других районов Волго-Уральской провинции, обладают некоторыми общими свойствами, как, например, повышенным содержанием серы и смолистых веществ, повышенной концентрацией метановых углеводородов нормального строения и т. д. В то же время по другим параметрам нефти отдельных месторождений и горизонтов существенно отличаются друг от друга.

В настоящей статье автор пытается разделить эти нефти на различные группы (или типы) на основании их физико-химической характеристики, выяснить принадлежность отдельных типов нефтей к определенным геологическим условиям залегания, а также обсудить вопрос о возможности использования свойств нефтей в практике нефтепоисковых работ (места отбора проб нефтей см. на рис. 1).

По схеме Л. Н. Розанова территория Башкирской АССР делится на следующие крупные тектонические элементы (структуры первого порядка): 1) Татарский свод, 2) Башкирский свод, 3) Бирская седловина, 4) моно-

клинальный склон платформы, 5) Предуральская депрессия и 6) складчатый Урал (рис. 2).

В пределах моноклиналичного склона платформы и складчатого Урала промышленные скопления нефти пока не обнаружены. В пределах каждого из остальных структурных элементов выявлено то или иное количество нефтяных месторождений. При этом на платформе известные залежи нефти приурочены к отложениям среднего и верх-

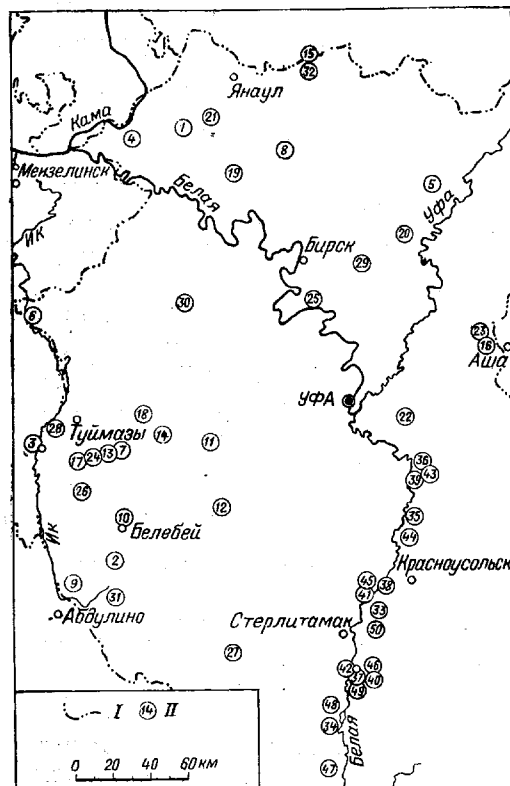


Рис. 1. Карта расположения промысловых и разведочных площадей на территории Башкирии.

I—граница Башкирской АССР; II—места отбора проб нефти. Площади: 1—Акинеевская; 2—Аксаковская; 3—Александровская; 4—Арланская; 5—Байкибашская; 6—Бакалинская; 7—Балтаевская; 8—Бураевская; 9—Знаменская; 10—Исмагиловская; 11—Каргалинская; 12—Кировская; 13—Константиновская; 14—Копей-Кубовская; 15—Куединская; 16—Культюбинская; 17—Леонидовская; 18—Михайловская; 19—Надеждинская; 20—Нуримановская; 21—Орьебашская; 22—Охлебининская; 23—Северо-Культюбинская; 24—Серафимовская; 25—Старо-Петровская; 26—Стахановская; 27—Стерлибашевская; 28—Туймазинская; 29—Уржумовская; 30—Чекмагушевская; 31—Шкаповская; 32—Югомашская; 33—Буруновская; 34—Введенская; 35—Зириковская; 36—Ирныкшинская; 37—Ишимбайская; 38—Карлинка; 39—Карташевская; 40—Кинзебулатовская; 41—Куганакская; 42—Кусипкуловская; 43—Малышевская; 44—Ново-Табынская; 45—Покровская; 46—Салиховская; 47—Старо-Казанковская; 48—Столяровская; 49—Термень-Елгинская; 50—Цветаянская.

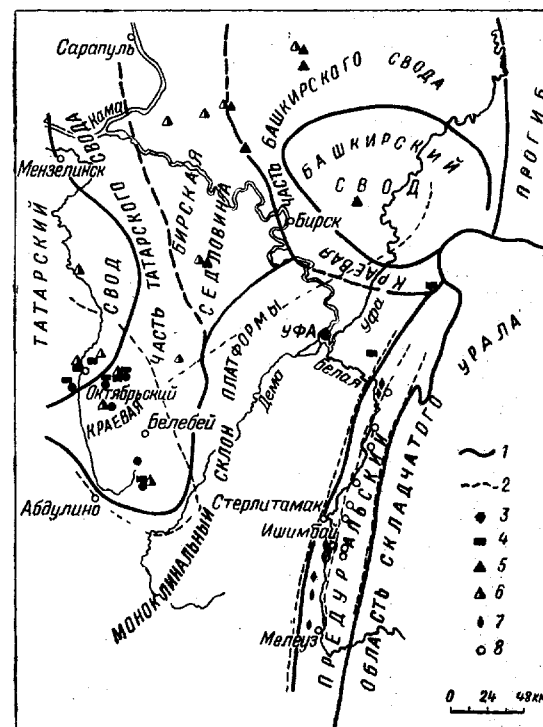


Рис. 2. Схема распространения различных типов нефти на территории Башкирии (на фоне тектонической схемы Л. Н. Розанова 1956 г.). 1—границы тектонических зон; 2—границы зон распространения различных типов нефти; 3—нефти группы I (пласта DIII и DIV); 4—нефти группы II (пластов DI и DII Татарского свода); 5—нефти подгруппы IIIa (пластов DI и DII Бирской седловины и Башкирского свода); 6—нефти подгруппы IIIb (нижнего карбона платформенной части Башкирии); 7—нефти группы IV (рифовых массивов депрессии); 8—нефти группы V (антиклинальных складок депрессии).

него девона и к низам карбона, в то время как на территории депрессии промышленные залежи нефти известны только в нижнепермских отложениях.

Сопоставление свойств нефтей различных месторождений показало, что нефти каждой из перечисленных тектонических зон и стратиграфических горизонтов характеризуются комплексом специфических свойств, исходя из которых все нефти Башкирии могут быть разделены на пять основных групп, что видно из приводимой ниже таблицы и рис. 3.

В группу I входят нефти пласта DIV (живетский ярус) юго-восточной краевой части Татарского свода, в частности таких площадей, как Шкаповская, Аксаковская, Стахановская, Леонидов-

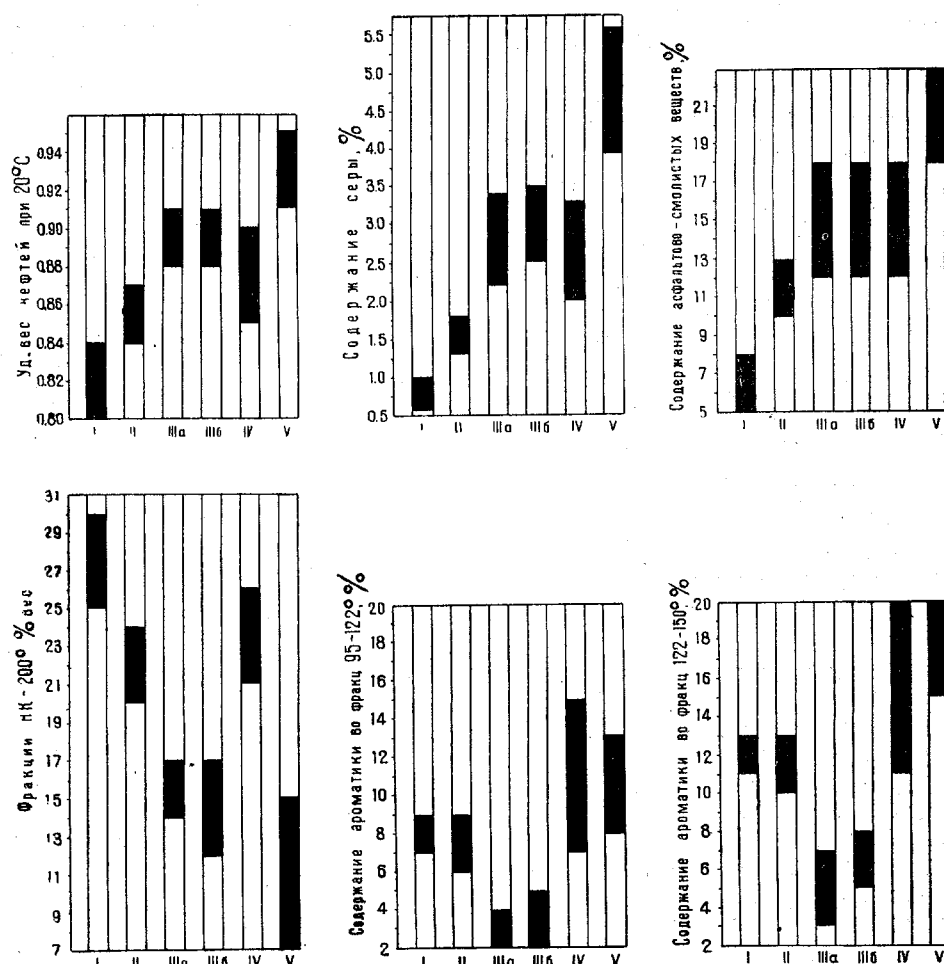


Рис. 3. Пределы показателей свойств нефтей различных групп.

I—нефти пласта Д_{IV} юго-восточного склона Татарского свода; II—нефти пластов Д_I и Д_{II} юго-восточного склона Татарского свода; IIIa—нефти пластов Д_I и Д_{II} Бирской седловины и Башкирского свода; IIIб—нефти нижнего карбона платформенной части Башкирии; IV—нефти рифовых массивов (нижняя пермь); V—нефти антиклинальных складок Предуральской депрессии (нижняя пермь).

ская и Константиновская (рис. 1 и 2).

К группе I по своим свойствам при-
мыкают также нефти пласта Д_{III} цен-
тральной части Татарского свода (Бав-
линская, Ромашкинская и Акташская
площади, находящиеся на территории
Татарской АССР), хотя они качествен-
но несколько уступают перечисленным
выше нефтям.

Группу II, как видно из таблицы,
составляют нефти пластов Д_I и Д_{II}
(низы франского яруса и живетский
ярус) юго-восточной присводовой и
краевой частей Татарского свода.
Сюда относятся нефти пласта Д_I
Шкаповской, Серафимовской, Констан-

тиновской, Леонидовской и Туймазин-
ской площадей, а также нефти пласта
Д_{II} Константиновки и Туймазов. Нефти
рассматриваемой группы качественно
уступают нефтям группы I.

Аналогами нефтей группы II явля-
ются нефти пластов Д_I и Д_{II} юго-во-
сточной Татарии, т. е. центральной ча-
сти Татарского свода (Бавлы, Ромаш-
кино, Акташ и др.). В то же время в
этих районах имеются более тяжелые
нефти (Азнакаево, Сулеево и др.), ко-
торые заметно отличаются от нефтей,
например, Туймазы-Серафимовского
района. Тем не менее величины пара-
метров, характеризующих качество

№ группы (типа)	Тектоническая зона и стратиграфический горизонт	Удельный вес нефти d_{4}^{20}	Сера, % вес.	Смолистые вещества, % вес.	Фракции н. к. 200°, % вес.	Сероводород	Содержание ароматических углеводородов, % вес.	
							фракция 95—122°	фракция 122—150°
I	Юго-восточная краевая часть Татарского свода, пласт Д _{IV}	0,800—0,840	0,6—1,0	5—8	25—30	Нет	7—9	11—13
II	То же, пласты Д _I и Д _{II}	0,840—0,870	1,3—1,8	10—13	20—24	.	6—9	10—13
IIIa	Бирская седловина и Башкирский свод, франский и живетский ярусы	0,880—0,910	2,2—3,3	12—18	14—17	.	2—4	3—7
IIIб	Платформенная часть Башкирии, нижний карбон	0,880—0,910	2,5—3,5	12—18	12—17	Имеется в некоторых месторождениях	2—5	5—8
IV	Предуральская депрессия, рифовые массивы, сакмаро-артинские отложения	0,850—0,900	2,0—3,3	12—18	21—26	Имеется	7—15	11—19
V	Предуральская депрессия, антиклинальные складки, сакмаро-артинские отложения	0,910—0,950	3,9—5,6	18—23	7—15	.	8—13	15—19

этих нефтей, не выходят за пределы, указанные выше.

Следует заметить, что различие между нефтями групп I и II является больше количественным, чем качественным.

К следующей группе под номером IIIa мы относим девонские нефти северных районов республики: нефти пластов Д_{II}, Д_I и кыновского горизонта Чекмагушской площади, пласта Д_I Орьебашской площади, нефти Д_I и Д_{II} Югомашева и Куеды и нефти пашийско-кыновского горизонта Нуримановской площади. В тектоническом отношении первые две из перечисленных площадей приурочены к Бирской седловине, Югомашевская и Куединская — к северо-западной краевой части Башкирского свода и Нуримановская — к центральной части того же поднятия (рис. 2).

Видимо, к нефтям группы IIIa могут быть отнесены некоторые нефти юго-восточной Татарии (Черемшан, Елабуга), а также девонские нефти Султангулова (Чкаловская область) и Каргалов (Башкирия).

Как видно из таблицы и рис. 3, нефти группы IIIa по всем параметрам резко отличаются от нефтей предыдущих двух групп.

Группу IIIб составляют нефти нижнего карбона (угленосная свита и турнейский ярус) всей платформенной части Башкирии (Стаханово, Туймазы, Серафимовка, Копей-Кубово, Чекмагуш, Надеждино, Орьебаш, Акинеево, Арлан). Нефти этой группы отличаются от нефтей группы IIIa тем, что в составе некоторых из них (туймазинская, копей-кубовская, серафимовская и в меньших масштабах чекмагушская) имеется растворенный сероводород. По всем остальным параметрам эти нефти мало различаются между собой, поэтому они обозначены одним номером III и разделены между собой лишь индексами «а» и «б», т. е. эти нефти по свойствам составляют одну группу и разделяются на две подгруппы.

В группу IV входят нефти рифовых массивов, расположенных вдоль западного борта Предуральской депрессии (месторождения Ишимбайского типа). Сюда относятся нефти Карташевской,

Ишимбайской, Столяровской, Введенской, Старо-Казанковской и других площадей.

Наконец, группу V составляют нефти антиклинальных поднятий центральной части Предуральской депрессии (месторождения Кинзебулатовского типа). Это наиболее тяжелые и высокосернистые нефти Башкирии (Кинзебулатово, Карлы, Буруновка, Малышовка и др.).

Несмотря на то, что месторождения Кинзебулатовского и Ишимбайского типов расположены друг от друга на расстоянии всего от 2—5 до 10—12 км и нефтяные залежи приурочены к отложениям одних и тех же горизонтов (артинский и сакмарский ярусы), нефти их резко различны.

Кроме перечисленных выше месторождений, имеется небольшое Культюбинское месторождение, находящееся несколько в стороне от известных площадей. Особенно важно то, что эта площадь находится на далеком восточном погружении платформы, вблизи Башкирского свода, выступа Кара-тау и Предуральской депрессии, т. е. как бы на стыке нескольких крупных тектонических элементов. Промышленная нефтяная залежь здесь приурочена к песчаникам такатинской свиты эйфельского яруса среднего девона.

Нефть Культюбинского месторождения характеризуется следующими основными параметрами: удельный вес 0,866, содержание серы 2,1%, асфальто-смолистых веществ 13,8%, легких фракций (н. к. — 200°) 20%, содержание ароматических углеводородов 7,3% во фракции 95—122° и 9,9% во фракции 122—150°. Сероводород в рассматриваемой нефти отсутствует. По перечисленным данным эта нефть резко отличается от нефтей Бирской седловины и Башкирского свода и близка к нефтям юго-восточного склона Татарского свода, от которых отличается лишь более высоким содержанием серы.

Возвращаясь к вопросу о типах нефтей различных тектонических зон и стратиграфических горизонтов, следует добавить, что в каждом из них, кроме описанных выше нефтей, встречаются также более тяжелые и сернистые нефти. Однако подобные скопления

нефти оказываются обычно непромышленными. Нельзя, конечно, ставить качество нефтей в прямую пропорциональную зависимость от размеров залежи, но тем не менее такая зависимость, видимо, существует во всех месторождениях. Однако в одних случаях это явление может быть выражено более отчетливо, а в других — менее.

Вопрос о зависимости свойств нефти от размеров залежи связан с изменением нефти в пластовых условиях, с геохимической историей каждой отдельной залежи.

Изменения нефти в пластовых условиях связаны, по-видимому, с рядом факторов, влияющих на нефть. Эти факторы могут быть разделены на две основные, принципиально противоположные группы [1, 2, 3, 4, 11].

К первой группе факторов могут быть отнесены умеренно повышенная температура, каталитическое воздействие вмещающих пород, энергия радиоактивного излучения, адсорбционные процессы и др. Эти факторы действуют в сторону разукрупнения молекул нефти, образования легких фракций и газа за счет тяжелых, т. е. в основном в сторону облегчения нефти, причем одновременно происходит метанизация ее состава [5, 6]. По выражению И. М. Губкина происходит «облагораживание» нефти [8].

Рассмотренные выше факторы являются основными, обеспечившими образование нефти, а приведенная схема отражает главное направление процессов образования нефти и ее геохимического развития. Действие этих факторов должно привести в конечном счете к полному или почти полному превращению нефти в природный газ и углистый остаток [5—7].

Вторую группу факторов, воздействующих на нефть в пластовых условиях, составляют кислород воздуха (в местах обнажения нефтеносных горизонтов), кислород, растворенный в подземных водах, сульфаты и, возможно, другие кислородсодержащие соли и окислы металлов, пластовые воды, сульфатвосстанавливающие бактерии, растворение наиболее легких углеводородов в воде и эффузия их в окру-

жающую среду и др. [1—3]. Действие факторов второй группы также направлено на разрушение углеводородов и других компонентов нефти. Однако здесь разрушение идет не через восстановление, как при действии факторов первой группы, а через окисление.

В результате действия факторов второй группы исчезает часть углеводородов наиболее восстановленной части нефти, происходит относительное накопление тяжелых компонентов нефти, особенно асфальто-смолистых веществ, а также, возможно, некоторое новообразование последних за счет углеводородов. Происходит утяжеление нефти и ее «осмоление».

Свойства нефти в каждый данный момент зависят от соотношения факторов первой и второй групп, которые в свою очередь связаны с геологической и геохимической обстановкой залегания. Как первая, так и вторая группа факторов сопровождают нефть и воздействуют на ее состав в течение всей ее продолжительной и сложной истории. При определенных геологических условиях роль факторов второй группы может быть сведена до минимума. В таких случаях нефть, продолжая развиваться под влиянием факторов первой группы, может подвергаться «восстановлению» и метанизации. В других условиях влияние факторов второй группы может принять значительные масштабы. Тогда нефть теряет часть светлых фракций — «окисляется» и «осмоляется». В природе имеются также примеры, когда в дальнейшей истории нефти определенного месторождения (или части его) факторы второй группы играют уже главную роль и нефть оказывается временно или навсегда выведенной из своего основного направления изменения (высачивание нефти на поверхность, обнажение вмещающих пластов и т. п.). В результате возникают такие образования, как асфальты, керы и др.

Воздействие факторов первой группы, направляющих изменения нефти в сторону ее облегчения, происходит в пределах нефтяной залежи, тогда как влияние факторов второй группы, действующих в сторону утяжеления нефти,

направлено главным образом извне. Поэтому утяжелению подвергаются сначала нефти краевых и подошвенных частей залежи, прежде всего в местах водонефтяного контакта [9, 10]. Отсюда свойства нефти будут зависеть от величины отношения объема залежи к поверхности ее границ. Иными словами нефть будет иметь меньшую плотность (соответственно и другие параметры) в той залежи, где величина указанного отношения больше, т. е. при других равных условиях небольшие залежи будут содержать в среднем более тяжелые нефти, а крупные залежи — более легкие.

Практика нефтепоисковых работ в Башкирии подтверждает справедливость указанного вывода. Имеется ряд примеров, когда нефть небольшого месторождения оказывается значительно тяжелее, чем нефть более крупной залежи, расположенной поблизости и в аналогичных геологических условиях. Так, все известные залежи нефти, приуроченные к рифовым массивам, расположенные в пределах Башкирии, где плотность нефти выше 0,900, не содержат или почти не содержат промышленных запасов (Покровка, Куганак, и др.).

На основании изложенного свойства нефти могут быть использованы в нефтепоисковом деле в качестве дополнительных показателей перспективности разбуриваемой площади. Этот вывод, конечно, не является новостью. Повсюду геологи и разведчики, получив в процессе разбуривания новой площади нефть, обращают внимание на ее качество и используют это для дальнейших выводов о перспективности площади. Однако дело не только в качестве полученной нефти, но и в том, где и в каких геологических условиях она обнаружена. Например, наличие нефти удельного веса выше 0,900 в рифовых массивах может показать на отсутствие в этих массивах промышленных скоплений, в то время как в наиболее крупных месторождениях Кинзебулатовского типа (антиклинальные складки депрессии) нефть имеет плотность 0,910 и выше. Поэтому знание свойств нефтей, характерных для каждой тек-

тонической зоны и стратиграфического горизонта, имеет практическое значение.

Выводы

1. Нефти Башкирии по своим свойствам разделяются на пять групп, каждая из которых приурочена к определенной тектонической зоне и стратиграфическому горизонту.

В пределах Башкирии наиболее легкие и малосернистые нефти залегают в песчаниках пласта Д₄ юго-восточной краевой части Татарского свода (группа I); более тяжелые и сернистые нефти приурочены к песчаникам пластов Д₁ и Д₁₁ той же тектонической зоны (группа II); тяжелые и высокосернистые нефти характерны для песчаных пластов верхнего и среднего девона северной части Башкирии — Бирской седловины и Башкирского свода (группа IIIa); близкие по свойствам к нефтям группы IIIa нефти залегают в песчаниках и карбонатных породах нижнего карбона всей платформенной части Башкирии (группа IIIб); следующую группу составляют высокосернистые и сероводородные нефти рифовых массивов депрессии (группа IV); наконец, наиболее тяжелые, высокосернистые и сероводородные нефти, приуро-

ченные к антиклинальным складкам депрессии, составляют группу V.

2. Исходя из соображений о путях геохимического развития нефтей в пластовых условиях, а также на основании анализа нефтей промысловых и разведочных площадей Башкирии делается вывод о возможности использования данных по свойствам нефтей в качестве дополнительных показателей при оценке перспективности разбуриваемого участка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амосов Г. А. и Вассоевич Н. Б. *Аз. нефт. хоз.*, № 4, 1953.
2. Амосов Г. А. и Вассоевич Н. Б. *Изменение нефтей в земной коре. Геол. сб. II. Труды ВНИГРИ*, 1953.
3. Успенский В. А. и Радченко О. А. *Нефт. хоз.*, № 8, 1954.
4. Каримов А. К. *Нефт. хоз.*, № 12, 1955.
5. Соколов В. А. *Очерки генезиса нефтей. Гостоптехиздат*, 1948.
6. Добрянский А. Ф. *Геохимия нефтей. Ленгостоптехиздат*, 1948.
7. Добрянский А. Ф. *Горючие сланцы СССР. Гостоптехиздат*, 1947.
8. Губкин И. М. *Учение о нефти. ОНТИ*, 1937.
9. Гальперн Г. Д. *Изв. АН СССР, отд. хим.*, 5—6, 1943.
10. Мелик-Пашаев В. С. *Нефт. хоз.*, № 9, 1955.
11. Карцев А. А. *Нефт. хоз.*, № 9, 1950.

* * *

П. Ф. АНДРЕЕВ

Критерии генетического различия смолистых веществ нефти

Для геолога, имеющего дело с многотажной нефтеносностью в разрезе изучаемого месторождения, прежде всего интересен вопрос, имеется ли генетически одна нефть, оказавшаяся в силу своей подвижности на разных стратиграфических уровнях залегания, или эта нефть разных эпох образования. Решение этого вопроса важно не столько для непосредственной оценки

данного месторождения, сколько для оценки региональных перспектив нефтеносности на площади данного бассейна и для поисков новых месторождений.

От геохимического исследования нефтей следует требовать, чтобы на основе его можно было устанавливать первичные различия в составе нефтей разного возраста и разных обстановок нефте-

образования, а также вторичные изменения одной и той же нефти, обусловленные различными внешними причинами на путях миграции и условиями залегания.

К сожалению, химическая и геохимическая изученность нефтей и закономерности изменения их состава не позволяют еще отчетливо дифференцировать первичные и вторичные различия нефтей и решать задачи генетической корреляции.

Наименее изученной частью нефти является большая группа веществ, объединяемая обычно одним общим названием асфальтово-смолистых. Критерием для выделения этой группы являются, пожалуй, только темный цвет, большой молекулярный вес и некоторые особенности элементарного состава. Попыток глубокого изучения смолистых веществ до последнего времени было предпринято совершенно недостаточно. Известны главным образом публикации по разработке методов довольно грубого разделения и исследования элементарного состава [7, 89, 6].

Вместе с тем становится все более очевидным, что успешное решение проблемы генезиса смолистых веществ на основе детального изучения их состава и строения может оказать существенное влияние на скорейшее решение узловых задач научной теории происхождения нефти.

К настоящему времени в специальной литературе накопилось достаточно много сведений о химических свойствах отдельных компонентов нефти, особенно углеводородов, что позволяет сделать попытку разобраться в процессах образования смолистых веществ и их дальнейших превращений в условиях существования нефтяных залежей.

После того как будут обсуждены процессы, которые могут привести к возникновению смолистых веществ, возможно будет представить и характерные признаки генетически различных групп этих веществ. Последнее может послужить хорошей основой для постановки экспериментальных работ по исследованию смолистых веществ нефти, особенно в плане решения важ-

ных вопросов происхождения и изменения нефти в природной обстановке и вопросов формирования нефтяных залежей.

Вещества смолистой природы образуются в тех или иных количествах в качестве побочных продуктов при многих химических реакциях из сравнительно простых исходных веществ. Характерным для этого типа процессов является увеличение молекулярного веса веществ в результате реакции. Агрегация исходных молекул в более крупные происходит за счет возникновения новых связей $C-C$; $C-N-C$; $C-O-C$; $C-S-C$ и может сопровождаться или не сопровождаться выделением таких простейших соединений, как вода, угольная кислота, сероводород, аммиак и т. п.

Развитие этих процессов приводит к возникновению высокомолекулярных продуктов с их характерными признаками — термопластичностью, пониженной растворимостью в органических растворителях, аморфностью. С уменьшением содержания водорода цвет полимеров изменяется в сторону темных оттенков, растворимость падает, термопластичность уменьшается. В этом же направлении действует и повышение молекулярного веса полимерной молекулы.

Рассматривая с точки зрения химии высокомолекулярных соединений смолистые вещества нефти, можно видеть, что последние отличаются от искусственно приготовленных высокомолекулярных соединений по своим физико-химическим свойствам. Молекулярный вес смолистых веществ нефти обычно невелик и для наиболее высокомолекулярной части — асфальтенов — не превышает 1000—1500. Достоверные сведения о еще более высокомолекулярных веществах нефти — карбенах и карбоидах — отсутствуют.

Продолжая далее наши сравнения смолистых веществ нефти с синтетическими высокомолекулярными соединениями и рассматривая смолы как естественно образовавшиеся высокомолекулярные соединения, остановим внимание на некоторых особенностях строения этих двух сходных между

собой, но не идентичных групп веществ.

Синтетические высокомолекулярные соединения по строению своих молекул делятся на линейные и пространственные. Первые из них отличаются растворимостью в органических растворителях и термопластичностью, в то время как пространственные полимеры этими свойствами не обладают.

Среди смолистых веществ нефти имеются соединения, обладающие свойствами как линейных, так и пространственных полимеров; силикателевые смолы растворяются в органических растворителях и размягчаются при нагревании, в то время как асфальтены этими свойствами обладают не в полной мере. Имея в виду сравнительно небольшие различия в молекулярных весах силикателевых смол и асфальтенов, можно предположить, что первые имеют линейную структуру молекул, а вторые пространственную.

Синтетические смолы линейной структуры построены из отдельных повторяющихся звеньев, расположенных в виде двухмерной цепи. В то же время неплавкие и нерастворимые смолы отличаются тем, что отдельные их звенья соединены между собой в пространстве так, что вся масса представляет собой единую макромолекулу.

Синтетические смолы отличаются от естественных тем, что все молекулы их построены по определенному единому плану, в то время, как естественные представляют собой сложную систему полимергомологов многочисленных генетических рядов [1]. Последнее, вообще говоря, характерно для многих природных органических образований (клетчатка, белки, лигнин и многие другие).

Эти различия основаны на том, что синтетические смолы получаются обычно при химических превращениях одного вида исходных молекул, в редких случаях двух или нескольких однородных веществ — мономеров. В то же время природные смолы имеют своим началом процессы со сложной смесью исходных веществ, способных к разнообразным превращениям, включающие в себя процессы образования не только высокомолекулярных, но и низкомоле-

кулярных веществ. В связи с этим состав природных смол весьма сложен, так как в них сосуществуют одновременно и продукты полимеризации непредельных соединений и продукты конденсации гетероатомных молекул: вещества, состоящие из линейных и пространственных молекул. В этой сложной смеси одновременно присутствуют полимергомологи различных молекулярных весов.

Связи между отдельными фрагментами сложной молекулы в природных смолах могут осуществляться через различные атомы: $C-C$; $C-O-C$; $C-S-C$; $C-N-C$, и в силу этого сложные молекулы будут отличаться друг от друга по своим свойствам даже при одном и том же молекулярном весе и одинаковом типе строения. Дополнительные усложнения вносит различная степень цикличности и конденсированности отдельных фрагментов сложной молекулы, имеющая своим началом различия в строении исходных веществ. Возможность образования смешанных полимеров — сополимеров и продуктов конденсационного уплотнения различных рядов — еще более усложняет строение природных смол.

Образование смолистых веществ в нефти происходит по тем же самым химическим законам, что и в условиях эксперимента, отличаясь лишь меньшими скоростями процессов. Энергетическая направленность процессов, естественно, сохраняется и в природных условиях, особенно если иметь в виду, что условия нахождения нефти в природе отличаются отсутствием источников энергии высокого потенциала. В силу последнего обстоятельства все процессы изменения веществ нефти идут в сторону снижения уровня свободной энергии [3].

Представим систему, состоящую исключительно из углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов. Как мы показали ранее [2], в такой системе обязательно развиваются процессы, приводящие к образованию, наряду с другими продуктами, смолистых веществ. Естественно полагать, что образующиеся при этом смолистые вещества по своему элементарному со-

ставу будут отличать полным отсутствием кислорода, серы и азота. Такие смолы получаются при термической обработке чистых углеводов.

Образование подобных смол на протяжении коротких отрезков времени наблюдается не только при высокотемпературном крекинге, но и в условиях термокатализа А. Ф. Добрянского [4] при относительно низких температурах порядка 150—200°. Источником смолистых веществ при превращении всех трех классов углеводов являются преимущественно ароматические и частично наftenовые углеводороды.

Процессы диспропорционирования водорода приводят к образованию смолистых веществ из чистых углеводов в восстановительных условиях. Эти процессы хорошо известны в условиях лабораторного эксперимента, и без допущения их наличия нельзя объяснить и многие свойства природных нефтей. Таким образом, среди смолистых веществ нефтей обязательно должны находиться смолистые вещества, имеющие в своем составе только лишь углерод и водород. При этом по мере повышения степени превращенности нефти такие смолы будут характеризоваться все более повышающимися величинами содержания углерода при соответствующем уменьшении водорода.

К сожалению, мы еще до сих пор не располагаем методами выделения из состава нефтей смолистых веществ углеводородного характера и принимаем, что все в целом смолы нефтей представляют собой вещества, имеющие в своем составе кислород, серу и азот.

Впрочем, Мебери удалось выделить в очень малом количестве из состава некоторых американских нефтей смолистые вещества состава $C_{122}H_{204}$ и $C_{90}H_{160}$ [5].

Асфальтены, характеризующиеся своей нерастворимостью в легком бензине, стоят весьма близко к нейтральным смолам по своему элементарному составу. Содержание в них гетероэлементов не превышает 10—11%, составляя в среднем от 2 до 8%. Имеется предположение, что гетероэлементы в асфальтенах представляют собой одно из звеньев сложных циклов или играют

роль мостиковых связей между отдельными крупными фрагментами сложной молекулы.

Наличие в составе смолистых веществ гетероэлементов свидетельствует о том, что наряду со смолами углеводородного характера в смеси с ними присутствуют и смолистые вещества, образовавшиеся иным путем и из других исходных веществ.

Синтетические смолы, содержащие кислород, серу и азот, образуются из соответствующих кислородных, сернистых и азотистых соединений в процессах поликонденсации. Для этих процессов характерно своеобразное диспропорционирование массы наряду с процессами снижения энергетического уровня системы. Из молекул некоторых средних размеров возникают, с одной стороны, более крупные, с другой — более мелкие молекулы.

Можно полагать, что и смолистые вещества нефти, содержащие кислород, серу и азот, образуются путем поликонденсации спиртов, кислот, оксикислот, меркаптанов, аминов, альдегидов, кетонов и др. Соответствующие реакции поликонденсации для этих соединений, приводящие к образованию высокомолекулярных веществ, хорошо известны в химии высокомолекулярных соединений [7].

Таким образом, еще одним путем образования смолистых веществ нефти могут явиться процессы превращения неуглеводородных соединений.

Источником неуглеводородных соединений в восстановительной обстановке существования нефти могут быть соединения, характерные для исходных остатков живой клетки.

В то же время в зоне развития окислительных процессов накопление смол, содержащих атомы кислорода, может происходить в быстром темпе как за счет углеводов, так и за счет сернистых и азотистых соединений.

Таким образом, в отношении смол, содержащих гетероэлементы, задача классификации сводится к установлению источника исходных соединений.

Среди смол неуглеводородного характера следует различать смолы относительно невысокого молекуляр-

ного веса и высокомолекулярные. Источником первых следует считать относительно простые соединения. Высокомолекулярные смолы могли образоваться за счет низкомолекулярных соединений в результате многократных актов конденсации, что менее вероятно, или же путем немногих актов конденсации сравнительно крупных молекул, уже имевших характер смолистых веществ, что больше отвечает особенностям процессов, происходящих в залежах нефти.

Подавляющее большинство нефтяных залежей, известных к настоящему времени, существует в обстановке отсутствия окислителей. Вблизи залежей нефти, как правило, не имеется даже растворенных в воде сульфатов.

В связи с этим следует признать, что окислительные превращения далеко не характерны для большинства нефтей. Отсюда между прочим следует, что преимущественным источником образования смолистых веществ, содержащих кислород, серу и азот, являются имевшиеся в системе реликтовые соединения, содержащие эти элементы. В целом система нефти в процессе метаморфизма не накапливает, а расходует ранее имевшиеся запасы гетероэлементов. Выделение кислорода, серы и азота происходит в виде воды, углекислоты, сероводорода, аммиака и других простейших соединений.

Часть этих элементов в силу невозможности одноактно перейти в простейшие соединения сохраняется более или менее длительное время в системе в виде прочных органических молекул с высокой энергией активации. Такими молекулами обычно являются сравнительно крупные агрегаты, в частности молекулы смолистых веществ. Известно, что основная масса кислорода, серы и азота сосредоточивается именно в смолистых веществах нефти, несмотря на то, что смолы в составе нефти по сравнению с углеводородами занимают подчиненное положение [5].

Рассматривая вопрос о порядке выделения гетерогенных элементов в виде простейших соединений из веществ нефти и о происходящем при этом изменении элементарного состава смо-

листых веществ, следует обратить внимание на прочность отдельных видов связей между атомами. Очевидно, что в первую очередь будут подвергаться разрыву связи с меньшей энергией диссоциации.

Величина энергии диссоциации связей между атомами зависит не только от вида этих атомов, но и от типа соединений, в составе которых находятся интересующие нас связи. Известно из данных [13, 12, 7], что наименее прочными являются связи углерод—сера в меркаптанах (для пропил—меркаптана 71,4 ккал). Более прочны эти связи в сульфидах и дисульфидах (около 83—85 ккал) и особенно прочны связи углерод—сера в тиофенах. По соотношениям между отдельными видами связи углерод—сера, определяемым в составе отдельных нефтей, можно составить себе представление о стадии ее метаморфизма. В нефтях, испытавших наибольшие превращения, сера преимущественно будет сосредоточена в тяжелых смолах и производных тиофена. В средних масляных фракциях серы будет относительно мало.

Наиболее прочны связи углерод—кислород. Так, например, для этилового спирта эта величина составляет 90 ккал, для уксусной кислоты 96 ккал, а для фенола 107 ккал. Вероятно, также прочны связи $C-O-C$ в соединениях типа фурана, пирана и тому подобных соединениях.

Прочность связей углерод—азот стоит между величинами диссоциации связей углерод—сера и углерод—кислород, хотя и для азотистых соединений имеются вещества, у которых энергия диссоциации связей углерод—азот велика, как, например, производные пиридина и пиррола. Последние наиболее обычны в составе нефти. Также прочными являются связи углерод—азот в нитрилах (139 ккал).

Из этих данных следует, что преимущественно изменениям при метаморфизме будут подвергаться связи углерод—азот в аминах вместе со связями углерод—сера в меркаптанах и сульфидах и в последнюю очередь связи углерод—кислород. В конечном итоге в системе низкокипящих

углеводородов накапливаются производные тиофена и тиофана, пиридина и пиррола.

Для смол, образовавшихся в восстановительных условиях из гетерогенных соединений захороненных органических остатков будут характерны связи углерод — сера типа тиофена и тиофана, углерод — азот типа пиридина и пиррола, углерод — кислород типа пирана, простых эфиров и ангидридов. Должны полностью отсутствовать или находиться в сугубо подчиненных количествах связи типа меркаптанов, аминов жирного и ароматического рядов, спиртов, кислот и сложных эфиров.

Напротив, в веществах, образовавшихся в окислительной среде и не испытывавших после этого длительных превращений в восстановительной обстановке, последние связи должны превалировать над первыми. Это следует из того, что первичными продуктами окислительного воздействия на органические соединения являются продукты с пониженными значениями энергии диссоциации связей, так как их образование связано с меньшей затратой энергии. По мере хода дальнейших превращений эти связи самопроизвольно переходят в другие, характеризующиеся повышенными значениями величины энергии диссоциации.

Таким образом, на основании различий в характере связей между атомами гетероэлементов и углеродом можно составить представление о процессах, приведших к образованию данного типа нефтяных смолистых веществ, т. е. тем самым решить вопрос об условиях, господствовавших в залежи во время их образования.

С экспериментальной точки зрения дело сводится к установлению наличия в веществах смол подвижного водорода, свойственного меркаптанам, аминным, спиртовым, альдегидным, кетонным, кислотным и другим функциональным группам.

Смолы окислительного происхождения, не испытывавшие длительного превращения в обстановке отсутствия окис-

лителей, будут содержать функциональные группы с подвижным водородом, в то время как смолистые вещества, испытавшие существенные изменения после окисления, будут отличаться отсутствием групп с подвижным водородом. Чем относительно больше содержится в данной системе смолистых веществ функциональных групп с подвижным водородом, тем ближе во времени к моменту исследования проходили в нефти окислительные процессы и наоборот.

В связи с этим выводом определение подвижного водорода удобнее заменить определением окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), что, конечно, не исключает необходимости получения интересных данных о подвижном водороде. В самом деле, всякое органическое соединение, имеющее в своем составе функциональные группы с подвижным водородом, характеризуется относительно высокими абсолютными значениями ОВП, отрицательными по знаку. По мере исчезновения этих функциональных групп величина ОВП все ближе передвигается к нулю. Измерения ОВП различных каустобиолитов были недавно проделаны Л. А. Гуляевой и Е. Е. Иткиной [2].

Смолистые вещества, имеющие высокие отрицательные значения ОВП, в свете этих данных характерны для мало превращенных нефтей или для нефтей, испытывавших в недалеком прошлом интенсивные окислительные воздействия, и наоборот.

Другим признаком различной генетической природы смолистых веществ нефти могут явиться различия в величинах их теплот образования. Известно, что теплота образования соединения, определяемая на основании измерения величин теплот сгорания, зависит как от элементарного состава, так и от строения молекул. Возникновение в составе соединения новых связей с высокими значениями энергии диссоциации приводит к увеличению теплоты образования, т. е. к увеличению количества энергии, выделяющейся при образовании данного соединения. Это отражается на величине теплоты сго-

рания — происходит уменьшение этой величины.

В процессе метаморфизма в остаточном веществе происходят исчезновение связей с относительно малой величиной энергии диссоциации и замена их связями с большей величиной. В пределе система стремится к состоянию графита, для которого величина энергии диссоциации связи C—C равна 171,7 ккал. Выделяющиеся при этом из системы соединения, как, например, углекислота, вода и другие, также характеризуются большими величинами энергии диссоциации связей.

В силу этого, наблюдая изменение величины теплот образования смолистых веществ или их отдельных составных частей на основании экспериментально измеримых величин теплот сгорания, можно составить представление об энергетическом уровне, на котором находится изучаемая система.

С повышением степени метаморфизма величины теплот образования смол уменьшаются. В начальных стадиях процесса, когда в системе имеются соединения, образовавшиеся в окислительной обстановке, теплоты образования велики, а теплоты сгорания малы. По мере исчезновения центров окисленности и потери гетероатомов связи с большой энергией диссоциации заменяются связями с меньшей энергией.

Теплота сгорания смол увеличивается по мере изменения элементарного состава и строения в обстановке отсутствия окислителей. Кривая возрастания величин теплот сгорания в зависимости от стадии метаморфизма при этом имеет максимум, приходящийся на стадию потери большинства атомов кислорода, после чего потеря атомов серы и водорода приводит к снижению этих величин.

Таким образом, измеряя величины теплот сгорания смолистых веществ нефти и сравнивая их с соответствующими величинами для смол, элементарный состав, строение и генезис которых вполне ясны, можно решать вопросы происхождения смол нефтей.

Следует, конечно, иметь в виду, что при таких тепловых подсчетах мы получаем усредненные данные, характе-

ризующие в целом всю сложную смесь веществ, входящих в состав смол. Преобладание той или иной группы веществ различного происхождения отразится на величинах теплот сгорания, но не даст еще окончательных данных для однозначного решения вопроса. Окончательное решение может быть найдено применением этого метода к исследованиям отдельных узких фракций смол.

От величин теплот сгорания можно обычным путем перейти к величинам свободной энергии смолистых веществ.

Имея в виду, что всякое органическое соединение, содержащее в своем составе кислород, находится на более низком уровне свободной энергии, чем соответствующий ему углеводород, а введение атомов серы вместо атомов водорода несколько повышает уровень свободной энергии соединения, можно считать, что отщепление в любой форме кислорода из состава сложной молекулы повышает энергетический уровень остатка. В то же время отщепление атома серы или азота может привести только лишь к небольшому изменению свободной энергии. В целом при процессах изменения исходного органического вещества, содержащего атомы кислорода, серы и азота, в зависимости от содержания водорода в системе остающаяся часть более или менее повышается на шкале свободных энергий, вероятно, все же оставаясь в пределах отрицательных значений. При достаточном количестве водорода в системе известная часть углерода перейдет в состояние связи с водородом, дав начало углеводородам.

Первичные смолистые вещества ввиду достаточного запаса в них водорода могут дать начало некоторым количествам углеводородов. Смолы окислительного происхождения, образовавшиеся главным образом из ароматических углеводородов и первичных смол, не обладают достаточными количествами водорода и не могут служить источниками новых количеств углеводородов. Следовательно, различия между смолами окислительного происхождения и смолами первичными можно видеть в первую очередь в раз-

Характерные признаки смолистых
(критерии генети)

№ п/п	Тип смолистых веществ	Харак		
		элементарный состав	функциональные группы	тип связей
1	Первичные смолы	C, H, N, S, O	$-\text{COOH}, =\text{CO},$ $-\text{C} \begin{smallmatrix} \text{H} \\ \diagup \\ \text{O} \end{smallmatrix}$ $\text{C}-\text{O}-\text{C}, \text{C}=\text{OOC},$ $-\text{SH},$ $\text{C}-\text{S}-\text{C}, \text{NH}_2,$ NH, N $-\text{CH}_3, -\text{OH},$	$\text{C}_{\text{ар}}-\text{C}_{\text{ал}}, \text{C}_{\text{ар}}-\text{H}$ $\text{C}_{\text{ал}}-\text{C}_{\text{ал}}, \text{C}_{\text{ал}}-\text{H},$ меркаптаны, амины, кетоны, спирты, кар- боксильные групппировки
2	Смолы вторичные, образовавшиеся в обстановке отсутствия окислителей: а) из первичных смол б) из углеводородов нефти	Менше H, N, S, O, чем у первичных, больше C C, H	Тенденция к замене всех групп 1 типа на группы тиофена, пиролла, пиридина, $\text{C}-\text{O}-\text{C}, =\text{S}, \equiv \text{N}$ $-\text{CH}_3$	$\text{C}_{\text{ар}}-\text{H}$ $\text{C}_{\text{ар}}-\text{C}_{\text{ал}}, \text{C}_{\text{ар}}-\text{C}_{\text{ар}},$ тиофен, пиридинные, пирольные, простые эфиры, тиазольные $\text{C}_{\text{ар}}-\text{C}_{\text{ар}}, \text{C}_{\text{ар}}-\text{H}.$ Наряду с $\text{C}_{\text{ар}}-\text{C}_{\text{ал}},$ $\text{C}_{\text{ал}}-\text{H}$
3	Смолы вторичные, образовавшиеся в окислительной обстановке: а) из углеводородов б) из первичных смол в) из смол типа 2, "а" г) из смол типа 2, "б"	C, H, O (?) Менше H, больше O и C, чем у первичных C, H, O, N, S относительно меньше H, S, N, чем у 2, "а" C, H, O S (?)	$-\text{OH}, -\text{COOH}-\text{C} \begin{smallmatrix} \text{O} \\ \diagup \\ \text{C}=\text{O} \end{smallmatrix}$ Преимущественно $-\text{COOH}=\text{CO}-\text{OH}$ Преимущественно $-\text{COOH}, -\text{OH}$ Почти исключительно $-\text{OH}-\text{COOH}$	Карбоксильные, фенольные, спиртовые Карбоксильные, фенольные, тиазольные, сульфидные, тиофенные, пиридинные То же, что и у типа 1 при повышенном содержании фенольных, тиофеновых, пирольных, пиридиновых, простых эфиров Почти исключительно фенольные и карбоксильные

веществ различного происхождения
(табл. 1)

терные признаки

величина ОВП	теплоты сгорания	свободная энергия	молекулярный вес	кислот- ность pH	способность к адсорбции
Высокие, отрицательные	Относительно высокие для такого элементарного состава	Невысокая	Относительно невысокий, порядка 500—600	«7	Высокая
Приближающиеся к нулевым значениям	Пониженные для такого элементарного состава	Повышенные значения по сравнению с 1 типом	Повышающийся по сравнению с типом 1, порядка 1000	Около 7	Снижающаяся
Нулевые	Высокие, снижающиеся по мере метаморфизма	Меньше, чем у соответствующих углеводородов	Невысокий, порядка 500—600	7	Малая
Небольшие отрицательные	Низкие	Низкие значения	Невысокий, порядка 600—800	«7	Высокая
Меньшие, чем у типа 1	"	Низкие значения, меньше чем у типа 1	Высокий, более 1000	Около 7	Повышенная по сравнению с типом 1
Меньшие, чем у типа 3	Низкие	Ниже, чем у типа 2, "а"	То же, что и у типа 3, "а"	<7	Невысокая
Смолистые (pH <7) ОВП значительные по величине и отрицательные по знаку	"	Ниже, чем у типа 2, "б"	Большой, чем у типа 2, на кратные величины (2, 3 и т. д.)	Немногим <7	Невысокая, меньше, чем у типа 3, "в"

личиях элементарного состава (относительно большее содержание водорода в первичных смолах) и величины свободной энергии, большей так же у первичных смол.

Теоретический анализ процессов, происходящих внутри системы веществ нефти, приводит к выводу о генетически различных группах смолистых веществ.

1. Смолы первичные, представляющие собой реликтовую форму вещества, отделившиеся в виде раствора в углеводородах от материнской частицы.

2. Смолы, образовавшиеся в обстановке отсутствия окислителей из:

- а) смол первичных,
- б) углеводородов нефти.

3. Смолы окислительного происхождения, образовавшиеся из:

- а) смол первичных,
- б) углеводородов нефти,
- в) смолистых продуктов преобразования первичных смол в восстановительных условиях,
- г) углеводородных смол.

Первые две группы смол вполне очевидно различаются по элементарному составу, строению и некоторым другим свойствам. Более трудной задачей является установление существенных различий в пределах третьей группы — смол окислительного происхождения, но и эта задача не является совершенно неразрешимой, так как каждая подгруппа смолистых веществ окислительного происхождения имеет свои характерные признаки. Опираясь на эти последние с обязательным учетом геохимической истории исследуемой системы нефти (битума) и применяя современные методы разделения сложных смесей (возможно, дополненные заново разработанными методами), можно будет составить более или менее обоснованное заключение о процессах, приведших к образованию той или иной сложной системы смолистых веществ.

В табл. 1 приводятся некоторые характерные признаки отдельных групп смолистых веществ различного происхождения. Разумеется, что приведенная таблица представляет собой лишь первую попытку разобраться в этих важных показателях. По мере развития

наших представлений о процессах образования смолистых веществ, по мере разработки новых, более совершенных методов исследования и накопления качественного фактического материала о деталях их состава и строения предложенные здесь критерии, вероятно, подвергнутся уточнению и дополнению. Особую роль при этом должны сыграть новые методы разделения сложной смеси природных смолистых веществ на отдельные группы.

Из рассмотрения критериев генетического различия отдельных групп смолистых веществ особенно наглядно вытекает неудовлетворительность существующей классификации. В самом деле, деление смолистых веществ на карбены и карбоиды, асфальтены и различные группы смол, в том числе и на асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, основано на случайных физико-химических признаках и не отражает генетической сущности заключенных в этих группах веществ. Например, к группе асфальтенов должны быть отнесены как продукты превращения первичных смол, так и продукты далеко зашедшего превращения углеводородов наряду с некоторыми группами смол окислительного происхождения. Имеются основания считать, что в группу асфальтенов входят высокомолекулярные продукты, состоящие целиком только из углерода и водорода, а также и смолистые вещества, образовавшиеся из кислородных, сернистых и азотистых соединений. В составе тех и других отсутствуют вещества с подвижными атомами водорода. Кроме того экспериментальные данные говорят о том, что асфальтены могут возникнуть и в результате окислительных превращений силикагелевых смол. Аналогичные соображения заставляют считать, что и группа собственно смол не является однородной, а включает в себя представителей нескольких генетических рядов.

Для смолистых веществ, выделенных из одной и той же нефти, нет оснований предполагать обязательного наличия всех возможных групп смолистых веществ, особенно смол окислительного происхождения. Это несколько упро-

щает задачу и делает более оптимистичным прогноз дальнейшего развития экспериментальных методов изучения смолистых веществ.

При составлении статьи существенную помощь своими советами оказал нам М. Ф. Двали. Автор пользуется случаем выразить М. Ф. Двали свою благодарность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев П. Ф., Иванцова В. В., Полякова Н. Н., Силина Н. П. Свойства и строение рассеянного органического вещества осадочных пород. Геол. сб. 1. Тр. ВНИГРИ, вып. 83, 171. Гостоптехиздат, 1955.
2. Гуляева Л. А., Иткина Е. Е. Окислительно-восстановительный потенциал и рН каустобиолитов. Тр. Ин-та нефти АН СССР, т. 3, 176, 1954.
3. Добрянский А. Ф., Андреев П. Ф. Термодинамика процессов образования и изменения нефтей в природе. Изв. АН Эст. ССР, т. 11, № 2, 1954.
4. Добрянский А. Ф. Термокаталитические превращения углеводородов. ЖОХ, XXIII (XXXV), 1116, 1953.
5. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
6. Коршак В. В. Химия высокомолекулярных соединений. Изд. АН СССР, 1950.
7. Коттрел Т. Прочность химических связей. Изд. ин. лит., 1956.
8. Морозова М. В. К вопросу о составе карбоидов. Тр. ВНИГРИ, вып. 6, 130, 1954.
9. Revenda J., Szybinski V. Аналитическая оценка кислых смол из нефти. Chem. Technik, V, 6, № 5, 284—287, 1954.
10. Сергиенко С. Р., Делоне И. О. и др. Состав и свойства смолистой части норрийской нефти. Ст. 1. Тр. Ин-та нефти АН СССР, т. 6, 1955.
11. Сергиенко С. Р. и др. Исследование состава и свойств высокомолекулярной части нефти. Ст. 2. Тр. Ин-та нефти АН СССР, т. 6, 1955.
12. Семенов Н. Н. О некоторых проблемах химической кинетики и реакционной способности. Изд. АН СССР, 1954.
13. Сыркин Я. И., Дяткина М. П. Химическая связь и строение молекул. Госхимиздат, 1946.

* * *

Э. Э. ФОТИАДИ

О зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова от глубины их залегания¹

В условиях горизонтального или близкого к нему залегания слоев осадочной толщи, характерных для платформенных областей, уменьшение первоначальной пористости пород в процессе литификации, влекущее за собой уплотнение, происходит под воздействием различных сил. Среди этих сил основными являются силы механические — различного рода давления, почему и подобная обстановка называется обстановкой компрессионного

уплотнения, и силы геохимические, обуславливающие процессы перекристаллизации и цементации. При этом терригенные породы, особенно глины, на долю которых приходится до $\frac{3}{4}$ общего объема осадочных отложений, проходят через ряд стадий формирования, основными из которых являются следующие: 1) стадия механической перегруппировки, 2) стадия обезвоживания, 3) стадия механических деформаций и 4) стадия перекристаллизации [16]. Каждая из перечисленных стадий преобразования породы доминирует на определенных этапах формирования осадочной толщи (рис. 1), причем все они активно воздействуют на породу

¹ В настоящей статье приведены в сокращенном виде сведения о результатах соответствующего исследования, более подробно описанные в нашей статье в сборнике «Прикладная геофизика».

до определенных глубин (2—3 км, иногда больше), глубже которых преобладают более сложные процессы глубинного метаморфизма [4].

Нас в основном интересуют изменения физических свойств пород, проис-

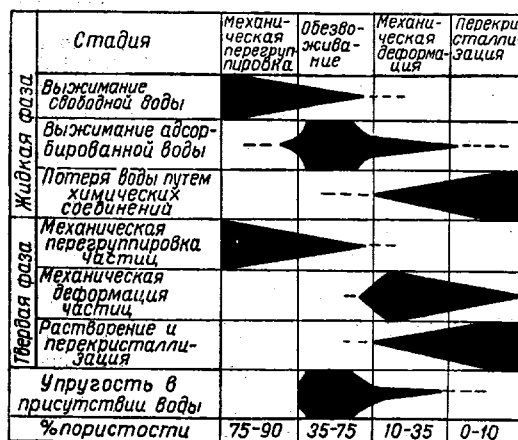


Рис. 1. Сравнительное значение различных процессов в уплотнении глин и сланцев [16].

ходящие в платформенных условиях формирования, т. е. главным образом связанные с компрессионным уплотнением. Специфика процессов, происходящих с породами в такой обстановке, в значительной степени обусловлена различиями их состава. Так, на уплотнение с глубиной наиболее отчетливо реагируют глины. Увеличение их плотности происходит по логарифмическому закону, т. е. на меньших глубинах возрастание плотности происходит быстрее, нежели на больших глубинах, с ростом которых уплотнение прогрессивно замедляется. У глин также наиболее отчетливо выражено необратимое уплотнение (гистерезис), остающееся у пород после снятия с нее нагрузки — давления [19]. Пористость песков с глубиной уменьшается мало [20]. Увеличение плотности здесь происходит за счет цементации песков и перехода их в песчаники. Галогенно-сульфатные породы под нагрузкой абсолютно не уплотняются. На увеличение давления они, особенно каменная соль, реагируют приобретением свойств пластичности и истечения. Карбонатные породы с глубиной уплотняются также слабо, реагируя на увеличение нагруз-

ки, по-видимому, трещиноватостью, цементацией, перекристаллизацией и замещением в катионных основаниях легких металлов более тяжелыми (вторичная доломитизация?).

Пределы воздействия на горную породу компрессионного уплотнения в целом находятся в зависимости от химико-минералогического состава, соотношений между давлением и температурой и других условий существования породы.

Ниже кратко сообщаются результаты изучения зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова от глубины их залегания в различных районах Русской платформы и юга Европейской части СССР. Эти результаты не дают основания говорить об отдельных деталях изучаемых явлений, но достаточно хорошо выясняют их общие тенденции.

Рассмотрим данные, характеризующие наиболее распространенные типы пород, слагающих осадочный покров исследуемой территории: песчано-глинистые (терригенные) и карбонатные. Первые являются доминирующими в разрезе осадочного покрова юга Европейской части СССР и южных районов Русской платформы; вторые составляют основную часть разреза осадочного покрова внутренних районов Русской платформы.

Песчано-глинистые породы различных разрезов Европейской части СССР

Говоря о песчано-глинистых толщах, прежде всего нужно подчеркнуть пестроту их состава, заключающуюся в том, что редко существуют мощные толщи совершенно чистых песков или глин. В большинстве случаев эти породы перемешаны между собой. Кроме того, часто присутствуют различные примеси карбонатных, а местами гидрхимических образований. Пестрота состава песчано-глинистых пород имеет непосредственное отражение в колебаниях их пористости и плотности. Нужно лишь заметить, что максимальные значения пористости (минимальные плотности) везде относятся к песчаным

разностям, а минимальные (максимальные плотности) — к глинистым породам.

Внутренние районы Русской платформы

Как известно, песчано-глинистые породы на рассматриваемой территории преобладают в двух терригенных комплексах осадочного покрова: в верхнем (верхнепермские, а местами мезокайнозойские отложения) и нижнем (девонские, начиная с нижнефранских, и додевонские отложения, помимо отложений силура и ордовика северо-западных районов, где преобладают карбонаты).

Анализ данных, сведенных на графике (рис. 2), устанавливает следующее.

1. Несмотря на довольно пестрый состав песчано-глинистых пород в палеозойских разрезах рассматриваемых районов, существует весьма отчетливое и закономерное их уплотнение с глубиной.

2. Наибольшие колебания пористости и плотности, а также максимальные для пористости и минимальные для плотности величины характерны в большинстве случаев для песчаных пород. Для глинистых пород, за небольшим исключением, наоборот, характерны минимальные значения пористости и максимальные значения плотности. Отмечающиеся колебания пористости и плотности песчано-глинистых пород уменьшаются с увеличением глубины их залегания. На глубинах 1500—2000 м песчано-глинистые породы по пористости и плотности мало отличаются от пород карбонатных, а на еще больших глубинах — близки по этим параметрам к ангидритам.

3. Достаточно отчетливо выясняется отсутствие зависимости пористости и плотности песчано-глинистых пород палеозойских разрезов от их возраста, но очевидна зависимость этих параметров от глубины залегания пород. На одинаковых глубинах одинаковые терригенные породы каменноугольного, девонского или кембрийского и синийского возрастов характеризуются в общем одинаковыми пористостью и плотностью, и, наоборот, более древние тер-

ригенные породы, залегающие на небольшой глубине (например, кембросинийские отложения близ Пинска и Минска), будут характеризоваться меньшим уплотнением, нежели более молодые терригенные породы (например, девонские), залегающие на значительно большей глубине и т. д.

4. В связи со сказанным в последнем пункте важным является существование остаточного необратимого уплотнения (гистерезиса), особенно отчетливо выраженного у глин. Специальное изучение подобного явления, очевидно, выяснит ряд возможностей для воссоздания палеогеологической обстановки формирования тех или иных толщ, иными словами геологической истории той или иной области. Не останавливаясь на этом вопросе, укажем лишь, что отмечавшееся выше пониженное значение плотности кембросинийских песчано-глинистых отложений Пинска и Минска и, наоборот, резкое уплотнение подобных же пород на юге Молдавии (Каушаны и Мирное), вероятно, следует толковать как свидетельство о том, что районы свода Белорусского массива (Пинск) с начала палеозоя не испытывали глубокого погружения, тогда как районы юга Молдавии, судя по уплотнению кембрийских и синийских пород, были погружены более глубоко, нежели это имеет место в настоящее время, а затем испытали значительное поднятие. Определенное подтверждение такому заключению можно видеть в значительном перерыве, фиксируемом здесь на границе нижнего или среднего палеозоя и мезозоя.

5. Наконец, для палеозойских разрезов рассмотренные данные дают основание говорить об очевидной близости на глубинах 2,5—3 км нижней границы зоны активного воздействия компрессионного уплотнения.

Южные районы Европейской части СССР (Предкарпатье, Молдавия, Крым, Азово-Кубанская и Терская впадины)

1. В интервале первых 500—600 м для третичных пород в разрезе ряда скважин (Каушанская, Мирненская, Ново-Минская, Песчанокопская и др.)

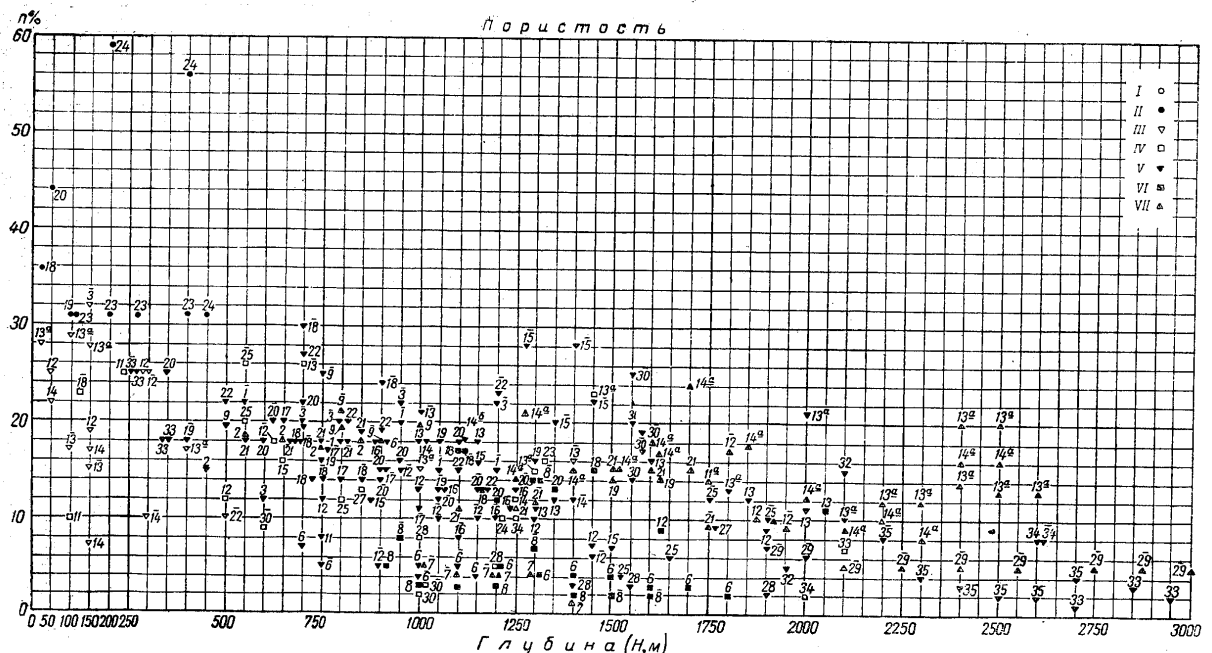
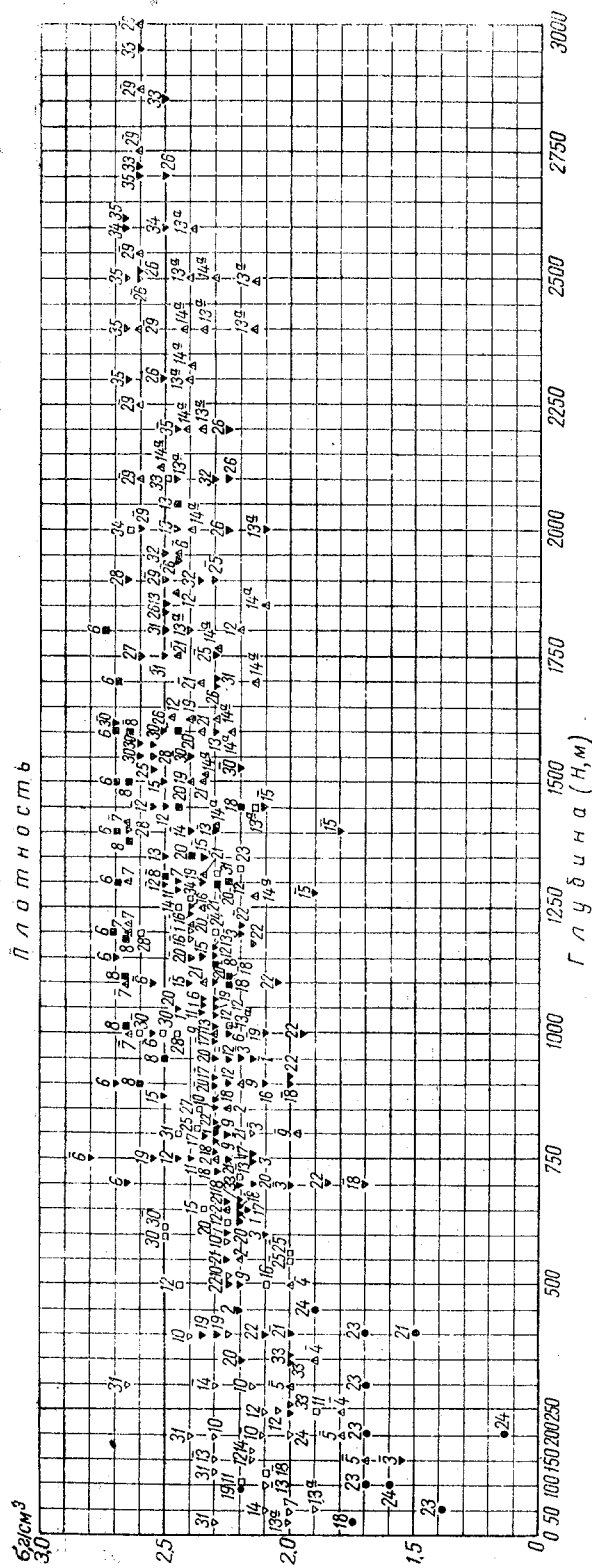


Рис. 2. График зависимости пористости и плотности палеозойских терригенных пород от глубины залегания для внутренних районов Русской платформы¹.

Породы: I—третичные; II—мезозойские; III—пермские; IV—каменноугольные; V—девонские; VI—силурийские (или ордовикские); VII—кембрийские и синийские; 1—Советск; 2—Невель; 3—Городец; 4—Минск; 5—Пинск; 6—Олесько; 7—Каушаны; 8—Мирное; 9—Коноша; 10—Яренск; 11—Зеленец; 12—Вологда; 13—Любим; 13а—Шарья; 14—Котельнич; 14а—Котлас; 15—Лысково; 16—Балахониха; 17—Исса; 18—Зубова Поляна; 19—Поварово; 20—Мосолово; 21—Морсово; 22—Сердобск; 23—Ульяновск; 24—Сызрань; 25—Кикино; 26—Елшанка; 27—Пугачев; 28—Арчеда; 29—Северокамск; 30—Гуляшурма; 31—Туймазы; 32—Байтуган; 33—Пилюгино; 34—Красная Поляна; 35—Карлы.

¹ Пески в отличие от глин поясняются чертой над цифрой.



отмечаются довольно бессистемные колебания пористости и плотности. Подобное явление отмечалось и анализировалось Л. С. Полаком для пород третичных отложений ряда разрезов в пределах Прикаспийской впадины. В интервале первой тысячи метров у глинистых пород третичного возраста там имеют место определенное нарушение закономерного уменьшения их пористости (увеличение плотности) с глубиной и определенная зональность в распределении повышенных и пониженных значений этих параметров. Устанавливаются подобные колебания и для удельного веса этих пород, что свидетельствует об изменениях их минералогического состава. Рассматриваемое явление, видимо, следует объяснять как отражение изменения условий литогенеза пород (смена условий отложений осадков, опреснение бассейна, изменение источников сноса, изменение их минералогического состава и т. п.). Залегание этих пород на небольшой глубине в обстановке относительно небольшого гравитационного уплотнения не сгладило еще дифференциацию физических свойств глинистых пород, вызванную перечисленными выше факторами, воздействующими на породы в первые этапы формирования. С увеличением глубины возрастающее уплотнение делает их структуру гораздо более однородной (рис. 3).

Видимо, причинами, описанными для районов Прикаспийской впадины, объясняются аналогичные колебания пористости и плотности третичных глин в разрезах перечисленных выше скважин южных районов Европейской части СССР. В других разрезах рассматриваемых районов подоб-

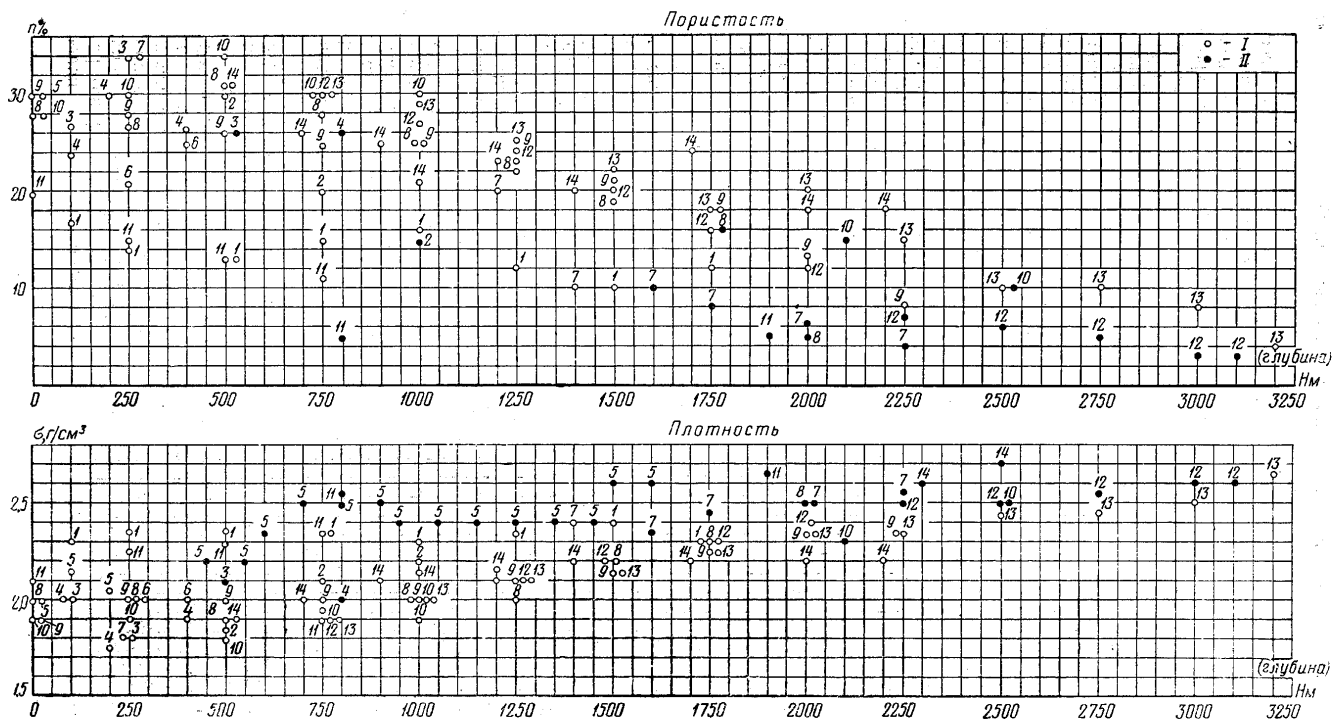


Рис. 3. График зависимости пористости и плотности мезокайнозойских терригенных пород от глубины залегания для южных районов Европейской части СССР.

I — третичные породы; II — мезозойские породы: Юго-Западн. Крым: 1 — Стрый; 2 — Вишневская; 3 — Каушаны; 4 — Мирное; 5 — Пандаклия; 6 — Карагач; 7 — Джанкой. Азово-Кубанская и Терская впадины: 8 — Ново-Минская; 9 — Тимашевская; 10 — Песчанокоская; 11 — Нагутская; 12 — Артезиан; 13 — Александрийская; 14 — Ялама.

ное явление выражено слабее или вообще отсутствует.

Наконец, в разрезах Нагутской и Стрыйской скважин третичные породы выделяются повышенной степенью уплотнения, что надо объяснить определенной метаморфизацией их, объясняющейся близостью зоны альпийской складчатости.

2. На глубинах около 1000 м и больше во всех рассматриваемых разрезах наблюдается отчетливое уплотнение пород (уменьшение пористости и увеличение плотности). Появление в разрезах на этих глубинах мезозойских отложений не нарушает картину общего уплотнения пород. Разве только для них значения пористости несколько меньше, а плотности — больше по сравнению с третичными породами, залегающими в аналогичных с ними условиях. По-прежнему большим уплотнением отличаются породы в разрезах Нагутской и Стрыйской скважин.

Отмечается наличие довольно резких изменений («скачков») пористости и плотности, имеющих место на различных глубинах в разрезах Джанайской (1200—1400 м), Ново-Минской (1700—2000 м) и некоторых других скважин. Подобные «скачки» значений исследуемых физических параметров, если они не связаны со значительными изменениями состава песчано-глинистых пород, могут быть обусловлены изменениями палеотектонической обстановки и с этой точки зрения заслуживают специального изучения.

3. В пределах исследованных интервалов (от 0 до 3500 м) пористость песчано-глинистых мезокайнозойских пород уменьшается в среднем от 30 до 4—5%, а плотность, наоборот, увеличивается от 2,0 до 2,65 г/см³. Всюду устанавливается наличие определенного градиента уплотнения пород, величина которого уменьшается с глубиной. Наиболее закономерно и отчетливо этот градиент выражен у песчано-глинистых пород в разрезах третичных отложений Азово-Кубанской и Терской впадин [24].

4. Анализ описанных материалов дает основание говорить о зависимости уплотнения песчано-глинистых пород

кайнозоя и мезозоя от их возраста [26]. Однако здесь необходимы коррективы на воздействие палеогеографической и палеотектонической обстановок, существовавших при формировании этих толщ, о чем уже говорилось при рассмотрении аналогичного положения для палеозойских терригенных отложений.

5. И, наконец, рассмотренный материал вполне очевидно подтверждает ранее высказанное замечание о приближении на глубинах 2,5—3 км нижней границы зоны активного воздействия компрессионного уплотнения на породы осадочного покрова.

Последнее обстоятельство имеет исключительно важное значение для геологического истолкования аномалий силы тяжести.

Карбонатные породы (известняки, доломиты, писчий мел) различных разрезов Европейской части СССР

Известняки и доломиты, как уже отмечалось, весьма распространены в палеозойских разрезах осадочного покрова внутренних районов Русской платформы, особенно в центральных и восточных районах, где их мощные скопления образуют доминирующий в осадочном покрове так называемый карбонатный комплекс (нижняя пермь, карбон, верхний девон, а местами силур). Менее распространены карбонатные породы (писчий мел, известняки) в разрезах третичных и мезозойских отложений южных районов Европейской части СССР [2, 16].

Палеозойские разрезы

При составлении графиков (рис. 4) были использованы материалы более чем по 35 глубоким скважинам. Разрезы этих скважин характеризуют глубины залегания карбонатных пород в интервале от 0—50 и до 2000—3000 м.

1. При рассмотрении рис. 4 прежде всего привлекает внимание как бы зеркальное положение значений плотности по отношению к значениям пористости. Однако последняя характеризуется значительно большим разбросом ее значений, нежели это имеет место у

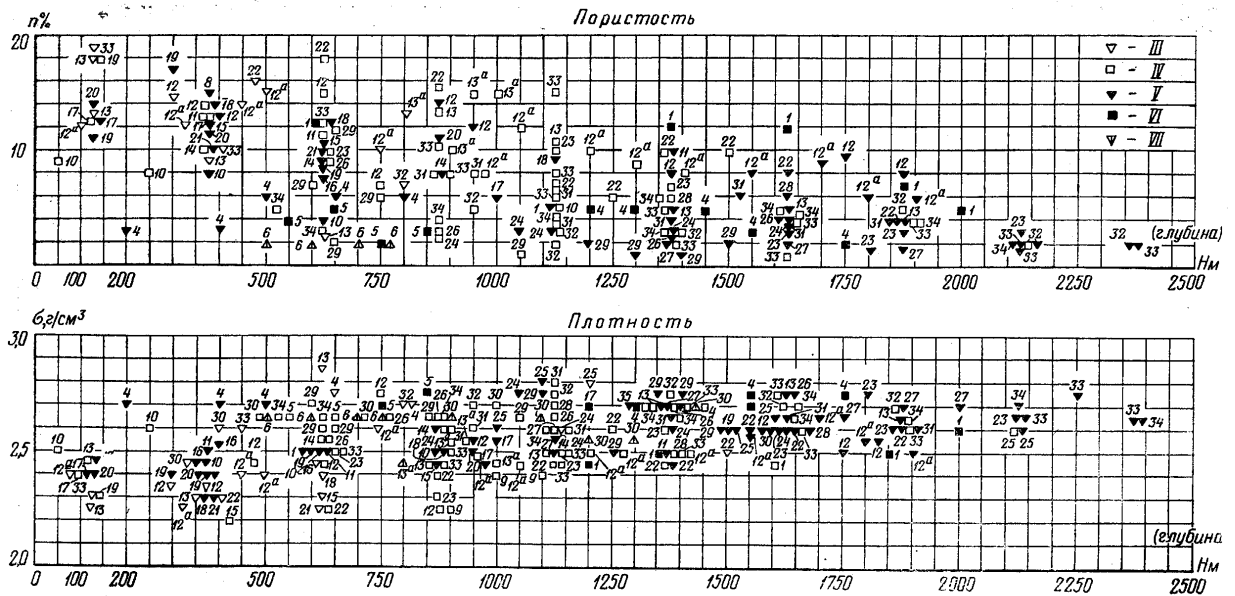


Рис. 4. График зависимости пористости и плотности карбонатных пород (известняки и доломиты) от глубины залегания для внутренних районов Русской платформы.

Породы: I — третичные; II — мезозойские; III — пермские; IV — каменноугольные; V — девонские; VI — силурийские (или оравонские); VII — кембрийские и силезские.

1 — Советск; 2 — Невель; 3 — Гордод; 4 — Олеско; 5 — Каушаны; 6 — Караган; 7 — Мирное; 8 — Коноша; 9 — Яренск; 10 — Зеленец; 11 — Вологда; 12 — Любим; 12а — Шарья; 13 — Котельнич; 13а — Котлас; 14 — Лысково; 15 — Балахониха; 16 — Исса; 17 — Зубова Поляна; 18 — Поварово; 19 — Мосолово; 20 — Морсово; 21 — Сердобск; 22 — Ульяновск; 23 — Сызрань; 24 — Кияино; 25 — Елшанка; 26 — Пугачев; 27 — Арчеда; 28 — Северокемск; 29 — Гуляшурин; 30 — Туймазы; 31 — Байтуган; 32 — Пилюгино; 33 — Красная Поляна; 34 — Карлы.

плотности. Такой разброс затухает к концу исследованного интервала (2000—2500 м).

2. В пределах первых 100—500 м значения пористости карбонатных пород колеблются в основном в пределах 10—15%, имея и большие отклонения (Олеско, Котельнич, Красная Поляна и др.). Средняя плотность на этом интервале 2,4, колеблясь от 2,3 (Красная Поляна, Ульяновск и др.) до 2,6 г/см³ и более (Олеско, Зеленец и др.). Повышенная пористость и пониженная плотность относятся в большинстве случаев к пермским, а иногда и к более древним породам и, видимо, отражают определенную выщелоченность этой части разреза. Понижение пористости (увеличение плотности) в той же части разреза часто можно объяснить загипсованностью карбонатных пород (Зеленец, Олеско и др.).

3. В интервале глубин от 500 до 1000 м преобладают значения пористости около 10%, хотя разброс их достигает 5—6%. Среднее значение плотности 2,5 г/см³ выдерживается, колеблясь в пределах $\pm 0,1$ —0,2. Отмечающееся в ряде случаев увеличение пористости и уменьшение плотности преобладают у пород пермского и каменноугольного возрастов и объясняются, видимо, определенной выщелоченностью либо значительной глинистостью карбонатных пород. Для пониженной пористости (увеличенной плотности) в каждом конкретном случае также могут быть найдены соответствующие объяснения (загипсованность, доломитизация и т. д.).

4. На глубинах свыше 1000 м (до 2000 м) пористость первоначально составляет в среднем 5—6%, уменьшаясь на больших глубинах до 2—3%. Средняя плотность равна 2,6—2,7 г/см³. Как уже говорилось, разброс значений плотности и пористости (особо) с глубиной затухает.

5. Описанное поведение пористости и плотности карбонатных пород свидетельствует о слабой зависимости их от изменения глубины залегания, причем если такая зависимость и намечается, то она не является результатом гравитационного уплотнения, а обусловли-

вается различными воздействиями геохимических сил. В основном здесь действуют, как уже говорилось выше, процессы перекристаллизации, цементации, химических замещений, влекущие за собой уменьшение пористости и, следовательно, увеличение плотности карбонатных пород. Большую роль играет также количество разнообразных примесей (глинистость, загипсованность).

6. И, наконец, следует указать на закономерное уменьшение пористости (увеличение плотности) карбонатных пород, происходящее в восточном направлении от центральных районов платформы. Это связано как с уменьшением степени глинистости и увеличением доломитизации карбонатных пород в указанном направлении, так, видимо, с палеогидрогеологическим режимом, имевшим место на рассматриваемой территории [9, 18, 23].

Мезокайнозойские разрезы (Прикаспийская и Днепровско- Донецкая впадины, Предкавказье и др.)

Карбонатные породы в разрезе этих районов играют явно подчиненную роль. В отношении известняков, развитых в разрезах меловых и юрских отложений, существенных отличий по сравнению со сказанным о подобных же палеозойских породах не устанавливается. Исключение представляет писчий мел. На глубинах первых сотен метров его пористость достигает 30—40%, а плотность в среднем равна 1,8—1,9 г/см³; с глубиной происходит отчетливое уплотнение. Интересно отметить, что в Астрахани в интервале первых 1000 м пористость писчего мела (верхний мел) почти на 10% меньше, чем в Новоказанском районе Прикаспийской впадины. Еще меньше пористость его в разрезе Нагутской скважины (Предкавказье). Имеют место соответствующие изменения и плотности. Указанные различия пористости (и плотности) писчего мела, по-видимому, отражают здесь определенную метаморфизацию всей толщи отложений этого возраста, увеличивающуюся с севера на юг, т. е. от районов плат-

формы к Кавказской геосинклинали того времени.

Заключение

Исследованный материал по плотности и пористости различных типов пород в осадочном покрове различных районов Европейской части СССР был подвергнут обработке методами математической статистики. При этом, учитывая пониженное качество исследуемого материала, был применен упрощенный метод обработки — метод определения так называемого критерия «хи квадрат» (χ^2) или установления вероятности отклонения наблюдаемого распределения от распределения вычисленного (допускаемого) [7, 24 и др.]. В нашем случае надлежало исследовать существование зависимости между плотностью и пористостью наиболее распространенных в осадочном покрове Европейской части СССР типов пород и глубиной их залегания.

Уже общее знакомство с графиками (рис. 2—4) убеждает нас, что подобная зависимость в большинстве случаев существует. Следовало ее проанализировать и выяснить различную ее степень. Последнее достигнуто соответствующей обработкой, выполненной Л. Е. Шустовой. Такая обработка была проведена для пород карбонатного и нижнего (только) терригенного комплексов осадочного покрова внутренних районов Русской платформы, а также на ее юго-востоке для мезокайнозойских терригенных пород Прикаспийской впадины. Для районов юга Европейской части СССР обработаны соответствующие данные, относящиеся к мощным терригенным толщам мезозойского и третичного возрастов, характеризующим здесь разрез осадочного покрова. Обработка показала следующее.

1. Наиболее отчетливой и к тому же тесной искомой зависимостью (как для пористости, так и для плотности) характеризуются терригенные породы мезокайнозойских разрезов юго-восточных и южных районов Европейской части СССР, что находится в соответствии со сказанным ранее о закономерной зависимости их уплотнения от глубины залегания.

2. Палеозойские песчано-глинистые породы нижнего терригенного комплекса внутренних районов в подавляющем большинстве случаев характеризуются отсутствием искомой зависимости, что опять же находится в полном соответствии со сказанным ранее о значительном, близком к предельному их уплотнении.

3. Для пород карбонатного комплекса, принимая во внимание сказанное выше о процессах, управляющих формированием пород этого типа, искомая зависимость как пористости, так и плотности существует лишь для разрезов западной половины исследуемой территории (Поварово — Сызрань).

С продвижением к востоку критерий χ^2 ухудшается, а в восточной половине (Пилюгино, Карлы) зависимость отсутствует.

Описанное поведение искомой зависимости, несомненно, отражает общее уплотнение пород карбонатного комплекса с запада на восток [23]. Вместе с тем отсутствие выдержанности ее нужно рассматривать как подтверждение сказанного ранее о специфической и разнообразной реакции карбонатных пород на увеличение нагрузки и изменение условий окружающей обстановки.

Критерием χ^2 определялось существование искомой зависимости, а ее форма находилась сопоставлением фактических кривых (рис. 2—4) с теоретическими кривыми зависимостей разного рода [17]. Такое сопоставление установило, что наиболее подходящей является экспоненциальная зависимость вида $y = Ae^{-Bx}$ для пористости и $y = C - Ae^{-Bx}$ для плотности. В этом нас также убеждает выполнение начальных и конечных условий. Для пористости: при глубине $x = 0$ $y = A$, т. е. равно максимальному значению пористости; при $x \rightarrow \infty$, $y \rightarrow 0$; для плотности: при $x = 0$, $y = C - A$, где C — максимальное значение плотности; при $x \rightarrow \infty$, $y \rightarrow C$.

Наиболее хорошая форма зависимости и определение коэффициентов в уравнениях подобраны для терригенных разрезов южных районов Европейской части СССР (рис. 3). Для пористости:

$y = 38^{-0,65x}$, что при $x = 0$ дает $y = 38$, а при $x \rightarrow \infty$, $y \rightarrow 0$; для плотности: $y = 2,8 - 1,1^{-0,49x}$, что при $x = 0$ дает $y = 1,7$, а при $x \rightarrow \infty$, $y \rightarrow 2,8$. (Исключения составляют разрезы Пандаклийской и Нагутской скважин по причинам повышенной метаморфизации пород.)

Хорошие результаты получены и для исследованных разрезов в Прикаспийской впадине. Резко ухудшаются результаты поисков формы зависимости для палеозойских отложений нижнего терригенного комплекса внутренних районов Русской платформы. По сути дела зависимость здесь почти отсутствует, что должно быть очевидно из сказанного выше.

Подобное же положение по нескольким иным причинам имеет место и в отношении карбонатного комплекса тех же районов. Правда, существуют группы разрезов, где искомая зависимость, несомненно, реальна, но в других случаях эта связь отсутствует, что также хорошо согласуется со сказанным ранее о специфической и разнообразной реакции карбонатных пород на увеличение глубины их залегания.

Таковы данные о зависимости пористости и плотности пород осадочного покрова Русской платформы и южных районов Европейской части СССР, полученные в результате изучения большого материала определенных физических свойств пород в перечисленных районах. Эти данные достаточно хорошо характеризуют воздействие компрессионного (гравитационного) уплотнения на различные типы пород осадочного покрова.

В заключение отметим, что, как ранее уже говорилось, уплотнение породы можно рассматривать как результирующую тех физических и физико-химических изменений, которые испытала порода в процессе своего развития, причем, как всякого развития, противоречивого. В частности, рассмотрение осадочной породы как системы, находя-

щейся в состоянии динамического равновесия, заставляет предполагать, что при наличии различных сил, вызывающих изменение этого равновесия внутри системы (породы), существуют силы, противодействующие первым, т. е. нужно говорить о различных проявлениях внутренней энергии породы. По-видимому, в процессе развития горной породы в ряде случаев имеют место переходы различных видов (внутренней) энергии (энергии химической, энергии молекулярных движений и т. д.) в энергию движения, обуславливающую определенные перемещения породы. Поэтому, если говорить о горной породе вообще, то, поскольку изменения их плотности идут по всей толще литосферы и связаны с изменениями объема породы, постольку эти процессы, по-видимому, нужно рассматривать как одну из существенных причин различных движений земной коры [10, 14 и др.]. Иначе говоря, развитие земной коры в значительной степени, видимо, заключается в преобразовании внутренней энергии пород в энергию их перемещения, фиксируемую в конечном счете в определенных формах геологической структуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Берч Ф., Шерер Д. и Спайсер Г. Справочник для геологов по физическим константам. Изд. ин. лит., 1949.
2. Виноградов А. П., Ронов А. Б. и Ратынский В. М. Изменение химического состава карбонатных пород Русской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1952.
3. Вистелнус А. Б. Ритмы пористости и явление фазовой дифференциации осадочных толщ. ДАН СССР, т. III, № 6, 1946.
4. Груберман У. и Ниггли П. Метаморфизм горных пород. ГОНТИ, 1933.
5. Денисов Н. Я. Уменьшение пористости глинистых пород в процессе уплотнения и его геологическое значение. ДАН СССР, т. 53, № 5, 1946.
6. Донабедов А. Т. Об изучении физических свойств пород угленосных бассейнов СССР. Советская геология, № 7, 1940.
7. Дуниц-Барковский Н. В. и Смирнов Н. Р. Теория вероятностей и математическая статистика в технике. Гос-техтеориздат, 1955.
8. Залесский Б. В. Вопросы физико-механической и петрографической характеристики горных пород в связи с оценкой их буримости. Тр. ИГН АН СССР, вып. 89, 1943.

¹ Сравните приведенные данные с фактическими начальными и конечными значениями пористости и плотности на графиках (рис. 2—4).

⁴ Геология нефти № 4.

9. Кротова В. А. К вопросу о роли гипсово-ангидритовой толщи кунгура в формировании химического состава подземных вод и сохранения нефтяных залежей Второго Баку. ВНИГРИ (НИТО). Геол. сб. Гостехиздат, 1955.

10. Лебедев В. Н. Об одном вероятном источнике сил тектонических движений в земной коре. ДАН СССР, т. ХС, № 2, 1953.

11. Максимович Г. А. Пористость геосфер. Изв. АН СССР, сер. геогр. и геофиз., № 5, 1944.

12. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Гостоптехиздат, 1949.

13. Нэг Д. Соотношение между удельным весом, химическим строением и условиями образования минералов и горных пород. Переводы по геологии и полезным ископаемым. ЦНБ, Ленинград, 1934.

14. Панюков П. Н. Об энергетике геологических процессов БМОИП, геол., т. 28/4, 1953.

15. Приклонский В. А. Общее грунтоведение. Госгеолтехиздат, 1943—1944.

16. Ронов А. Б. История осадконакопления и колебательных движений Европейской части СССР. Изд. АН СССР, 1949.

17. Семендяев К. А. Эмпирические формулы. Гостехтеориздат, 1933.

18. Силин-Бекчурин А. И. Формирование подземных вод северо-востока Русской платформы и западного склона Урала. Тр. лаб. гидрогеологических проблем АН СССР, т. IV, 1949.

19. Слесарев В. Д. Механика горных пород. Углетехиздат, 1948.

20. Тейнор Д. Уменьшение пористости в песчаниках. Бюл. амер. ассоц. нефт. геол., № 4, 1950.

21. Уорсинг А. и Геффнер Д. Методика обработки экспериментальных данных. Изд. ин. лит., 1953.

22. Федосов А. И. Физико-механические явления в горных породах. Тр. ИГН АН СССР, т. IX, 1939.

23. Фотиади Э. Э. О возможной связи удельного веса (плотности) карбонатных палеозойских пород центральных и восточных районов Русской платформы с гидрогеологическими условиями их формирования. ДАН СССР, т. ХС, № 2, 1953.

24. Фотиади Э. Э. К оценке гравитационного влияния крупных фациально-литологических комплексов осадочного покрова различных районов Русской платформы и юга Европейской части СССР. Прикладная геофизика, № 17. Гостоптехиздат, 1957.

25. Хальд А. Математическая статистика с техническими приложениями. Изд. ин. лит., 1956.

26. Шванк О. А. Некоторые результаты определения плотности горных пород на Кавказе. Прикладная геофизика, № 4. Гостоптехиздат, 1948.

27. Шванк О. А. Распределение плотности горных пород в геологическом разрезе и связь ее с другими физическими параметрами. Сб. Разв. и пром. геофизики, вып. 10. Гостоптехиздат, 1954.

* * *

Е. А. РАВИКОВИЧ

К вопросу формирования подземных вод гидрокарбонатнонатриевого типа (на примере Ферганской депрессии)

В настоящей статье разбираются условия формирования подземных вод щелочного характера гидрокарбонатнонатриевого типа и признаки распознавания этих вод.

К гидрокарбонатнонатриевому типу согласно классификации В. А. Сулина относятся воды, в которых наряду с другими солями содержатся гидрокарбонаты и карбонаты натрия.

В этом случае отношения $\frac{r_{Na}}{r_{Cl}} > 1$ и $\frac{r_{Na}-r_{Cl}}{r_{SO_4}} > 1$ (по классификации Пальмера

обнаруживается первичная щелочность A_1). Если отношение $\frac{r_{Na}-r_{Cl}}{r_{SO_4}} \leq 1$,

то воды сульфатнонатриевого типа.

В Ферганской депрессии указанный выше тип вод образуется вследствие ряда факторов: 1) при длительном контакте слабо минерализованных вод с углеводородами (нефтью и газом) — процессы десульфатизации вод; 2) при дренировании мало минерализованными водами пород, содержащих калиево-натриевые полевые шпаты; 3) при выщелачивании цемента, при-

Воды гидрокарбонатнонатриевого типа, преобразованные под влиянием углеводов
(при процессах десульфатизации)*

Таблица 1

Месторождение	Возраст пород	pH	H ₂ S, мг/л	мг-экв/л								$\frac{r Na}{r Cl}$	$\frac{r Na - r Cl}{r SO_4}$	$\frac{r Ca}{r Mg}$	Сумма солей, г/л
				Cl'	SO ₄ ''	HCO ₃ '	CO ₃ ''	OH'	Na'+K'	Ca''	Mg''				
Аксарай	Pg	8,4	188,8	48,9	1,93	15,4	4,6	Нет	68,8	1,00	1,47	1,41	10,26	0,7	4,7
Чонгара	Pg	8,2	114,3	28,3	5,13	37,97	He опр.	"	67,97	1,00	2,48	2,39	7,72	0,4	5,2
Чонгара	Pg	8,4	Нет	63,1	0,73	27,55	42,0	"	116,99	6,79	9,61	1,85	73,7	0,7	8,2
Якутан	Pg	8,4	"	36,2	0,89	Нет	8,94	"	51,67	1,75	0,56	1,42	1,75	3,1	2,8
Якутан	Pg	8,0	2,0	41,5	0,17	25,25	He опр.	"	60,0	2,49	3,54	1,08	10,0	0,7	4,4

Воды хлоркальциевого типа при наличии процессов десульфатизации*

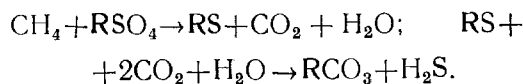
Таблица 2

Месторождение	Возраст пород	pH	H ₂ S, мг/л	мг-экв/л								$\frac{r Na}{r Cl}$	$\frac{r Na - r Cl}{r SO_4}$	$\frac{r Ca}{r Mg}$	Сумма солей, г/л
				Cl'	SO ₄ ''	HCO ₃ '	CO ₃ ''	OH'	Na'+K'	Ca''	Mg''				
С. Риштан	Cr ₂	8,4	2592,2	158,2	41,26	—	47,34	Нет	109,1	91,0	46,7	0,69	—	1,95	15,4
Чаурская	Pg	7,6	461,4	1213,3	30,8	1,38	He опр.	"	609,4	428,5	207,6	0,50	—	2,07	69,7
Ю. Аламышик	Pg	7,2	4,05	909,1	0,59	1,00	"	"	559,2	196,6	154,9	0,62	—	1,27	51,0

* Все указанные в табл. 1 и 2 воды имеют близкий контакт с углеводородами — нефтью или газом.

меняемого для тампонажа скважин (при извлечении воды из скважины).

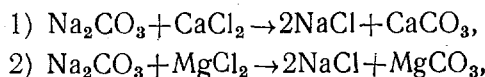
При взаимодействии между сульфатами вод и углеводородами (как предполагает ряд исследователей, под влиянием жизнедеятельности десульфатирующих бактерий) выделяется углекислота, которая связывается как со щелочно-земельными, так и со щелочными металлами, образуя бикарбонаты и карбонаты кальция, магния и натрия. Кроме того, выделяется сероводород, который либо остается в свободном состоянии, либо образует сернистые соединения. Реакция протекает по известной схеме



Для образования вод гидрокарбонатнонатриевого типа требуется наличие Na_2SO_4 ; при этом содержание сульфатов в водах резко падает. Такие воды в Ферганской депрессии встречаются только в структурах гидрогеологической раскрытости вследствие проникновения верхних вод сульфатнонатриевого типа в зону более застойного водного режима. Тогда Na_2SO_4 подвергается восстановлению, образуя Na_2CO_3 .

Таким образом, процессы десульфатизации, протекающие в водах под влиянием углеводородов, распознаются по наличию в воде H_2S , по высокой щелочности и малой сульфатности.

При застойном режиме с накоплением в водах солей кальция и магния идут процессы взаимодействия их с карбонатами натрия по реакции



и в связи с этим гидрокарбонатнонатриевый тип вод в зоне застойного режима не сохраняется.

В том случае, когда в слагающих коллекторах присутствуют гипсы, несмотря на высокие количества сероводорода в воде, количества сульфатов в них также велики. Таким образом, большие количества сульфатов в воде

Таблица 3

Воды сульфатнонатриевого типа при наличии процессов десульфатизации

Месторождение	Возраст погод	pH	H_2S , мг/л	мг-экв/л						$\frac{r \text{Na}}{r \text{Cl}}$	$\frac{r \text{Na} - r \text{Cl}}{r \text{SO}_4}$	$\frac{r \text{Ca}}{r \text{Mg}}$	$\frac{\text{Сумма}}{\text{экв. л}}$
				Cl'	SO_4''	HCO_3'	CO_3''	OH'	$\text{Na} + \text{K}'$	Ca''	Mg''		
Чонгара	Pg	8,4	57,8	7,1	18,0	30,8	Не опр.	Нет	7,51	19,4	15,9	1,21	4,1
"	Pg	8,4	51,4	1,96	10,86	35,7	"	"	8,96	17,8	13,1	1,36	4,0

Таблица 4

Воды гидрокарбонатнонатриевого типа, связанные с выщелачиванием калиево-натриевых полевых шпатов

Месторождение	Возраст погод	pH	H_2S , мг/л	мг-экв/л						$\frac{r \text{Na}}{r \text{Cl}}$	$\frac{r \text{Na} - r \text{Cl}}{r \text{SO}_4}$	$\frac{r \text{Ca}}{r \text{Mg}}$	$\frac{\text{Сумма}}{\text{экв. л}}$
				Cl'	SO_4''	HCO_3'	CO_3''	OH'	$\text{Na} + \text{K}'$	Ca''	Mg''		
Избаскент	Ng	8,4	Нет	4,1	5,97	0,206	2,61	Нет	10,61	0,98	1,30	0,75	0,79
"	Ng	8,0	"	3,27	3,61	Нет	3,21	"	9,37	0,48	0,24	2,0	0,65
"	Ng	7,6	"	3,55	4,06	Нет	4,72	"	10,20	1,17	0,96	1,22	0,88
С. Риктан	Сг ₁	7,7	"	9,02	1,64	6,12	Нет	"	14,32	0,60	1,86	0,32	1,13

Воды гидрокарбонатнонатриевого типа, образованные в результате цементации скважин

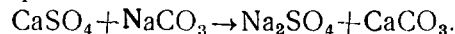
Месторождение	Возраст пород	pH	H ₂ S, мг/л	мг-экв/л								$\frac{r \text{ Na}}{r \text{ Cl}}$	$\frac{r \text{ Na} - r \text{ Cl}}{r \text{ SO}_4}$	$\frac{r \text{ Ca}}{r \text{ Mg}}$	Сумма солей, г/л
				Cl'	SO ₄ "	HCO ₃ '	CO ₃ "	OH'	Na' + K'	Ca"	Mg"				
Чонгара	Pg	8,4	Нет	1,97	2,47	Нет	2,43	20,88	16,57	10,39	0,79	8,41	5,9	13,18	1,2
С. Риштан	Ст ₂	8,4	"	16,23	11,17	"	2,32	47,47	64,04	12,36	0,79	3,95	4,3	15,70	4,3
Ванновская	Hg	8,4	"	7,49	3,93	"	4,05	21,68	11,95	24,00	1,19	1,49	1,1	20,06	2,8
Чукур-Лянгар	Pg	8,4	"	6,28	2,59	"	4,58	10,0	8,99	14,03	0,43	1,37	1,0	32,9	1,3
Ак-Сарай	Pg	8,4	"	14,3	21,4	"	4,6	3,0	25,24	17,9	0,32	1,76	0,51	54,1	2,7

Таблица 6

Воды хлоркальциевого типа, подвергшиеся действию цемента

Месторождение	Возраст пород	pH	H ₂ S, мг/л	мг-экв/л								$\frac{r \text{ Na}}{r \text{ Cl}}$	$\frac{r \text{ Na} - r \text{ Cl}}{r \text{ SO}_4}$	$\frac{r \text{ Ca}}{r \text{ Mg}}$	Сумма солей, г/л
				Cl'	SO ₄ "	HCO ₃ '	CO ₃ "	OH'	Na' + K'	Ca"	Mg"				
Палванташ	Pg	>8,4	Нет	2492,0	37,6	Нет	3,46	Не опр.	2140,1	369,3	23,7	0,86	—	15,51	147,2
Ю. Аламышик	Pg	>8,4	"	1399,6	25,35	"	2,84	0,17	1117,2	300,65	8,63	0,79	—	35,13	82,7
Палванташ	Pg	>8,4	"	3076,5	5,03	"	2,38	18,4	2581,8	540,0	10,5	0,83	—	51,2	180,4

при наличии сероводорода свидетельствуют об источнике, пополняющем расходуемые сульфаты при реакциях последних с углеводородами. При этом воды гидрокарбонатнонатриевого типа переходят в сульфатнонатриевые по реакции



↓

Иногда же воды гидрокарбонатнонатриевого типа, имеющие высокую щелочность и малую сульфатность, содержат только следы сероводорода либо сероводород в них вовсе отсутствует (см. табл. 1).

Это происходит обычно в песчаных коллекторах. В этом случае наглядное объяснение протекавших процессов десульфатизации дает изучение системы вода — порода.

В породах обычно идет накопление восстановленных форм железа — пирита.

Таким образом, гидрокарбонатнонатриевый тип вод, образующийся вследствие реакции с углеводородами, распознается по следующим признакам: 1) воды имеют небольшую общую соленость (от 3 до 10 г/л растворимых солей); 2) pH до 8,4; 3) в водах содержатся HCO_3^- и CO_3^{2-} ; 4) обычно присутствует сероводород (либо слагаемые породы содержат восстановленные формы железа); 5) содержание SO_4^{2-} невысокое.

Вторая группа щелочных вод, образующихся вследствие выщелачивания из пород полевых шпатов, широко распространена в водах неогеновых отложений, в так называемой зоне предгорий и периферических гор.

Эти горные сооружения в основном слагаются изверженными породами, богатыми полевыми шпатами. Кроме того, воды этого типа были встречены в меловых отложениях некоторых нефтеразведочных площадей, где содержание полевых шпатов в слагаемых породах достигало 73%.

Указанная группа вод (гидрокарбонатнонатриевого типа) формируется при чрезвычайно малом общем содержании солей вследствие малой растворимости калиево-натриевых полевых

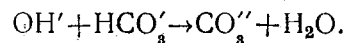
шпатов ($\text{KNaAlSi}_3\text{O}_8$); при этом необходимо наличие в воде углекислоты, способствующей гидролизу последних, либо карбонатов кальция для обменных реакций между катионами пород и воды.

Из табл. 4 видно, что общая сумма солей в водах гидрокарбонатнонатриевого типа не превышает 1,2 г/л, причем основные соли относятся к сульфатам и карбонатам натрия, содержание же ионов кальция и магния чрезвычайно мало. (Следует отметить, что в образце воды С. Риштана нужно предположить наличие не только поверхностных вод, связанных с выщелачиванием полевых шпатов, но также и более минерализованных подземных вод вследствие относительно высокого содержания в этом образце поваренной соли.)

И, наконец, гидрокарбонатнонатриевый тип вод может быть образован вследствие выщелачивания цемента при тампонаже скважин.

Выщелачивание цемента приводит к исчезновению бикарбонатов в воде вследствие накопления гидроксильных ионов в связи с выщелачиванием последних из окиси кальция, находящегося в цементе.

Реакция протекает следующим образом:



Наряду с этим при выщелачивании цемента происходят нарастание в воде ионов кальция и уменьшение ионов магния вследствие выщелачивания Ca из цемента и выпадения $\text{Mg}(\text{OH})_2$ из воды. Это приводит к резкому увеличению $\frac{r_{\text{Ca}}}{r_{\text{Mg}}}$.

Таким образом, выщелачивание цемента водой распознается по следующим данным: 1) высокий pH ($>8,4$); 2) исчезновение HCO_3^- и накопление CO_3^{2-} и OH^- ; 3) увеличение количества ионов Ca^{2+} и уменьшение ионов Mg^{2+} ; 4) резкое увеличение $\frac{r_{\text{Ca}}}{r_{\text{Mg}}}$.

Однако не всегда выщелачивание цемента приводит к образованию вод гидрокарбонатнонатриевого типа. Здесь, так же как и в первом случае

(при взаимодействии вод с углеводородами), при высокой общей солености карбонаты натрия не сохраняются вследствие взаимодействия их с солями кальция. Таким образом, несмотря на высокий pH и резкое увеличение ионов $\frac{r \text{ Ca}}{r \text{ Mg}}$, воды резко соленые относятся к хлоркальциевому типу.

Выводы

Воды гидрокарбонатнонатриевого типа в Ферганской депрессии формируются вследствие ряда причин.

1. При контакте слабо минерализованных вод с углеводородами (нефтью или газом). Выявляются они по следующим признакам: а) воды имеют небольшую общую соленость; сумма солей от 3 до 10 г/л; б) в водах содержатся HCO_3' и CO_3'' ; в) обычно присутствует H_2S ; г) содержание SO_4'' не высокое.

2. При дренировании полевошпато-

вых минералов. В этом случае воды содержат: а) очень малое количество солей, не превышающее 1,5 г/л; б) основные соли относятся к сульфатам и карбонатам натрия; в) чрезвычайно малое количество ионов кальция и магния.

3. При выщелачивании цемента в результате тампонажа скважин. Выщелачивание цемента распознается: а) в водах высокий pH ($>8,4$); б) отсутствуют HCO_3' и появляются ионы CO_3'' и OH' ; в) резко увеличивается содержание Ca'' и уменьшается Mg'' ; г) отношение $\frac{r \text{ Ca}}{r \text{ Mg}}$ резко возрастает.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козлов А. Л. Проблемы геохимии природных газов, Гостоптехиздат, 1950.
2. Равикович Е. А. Закономерности изменения солевого состава вод, нефтей и газов в Ферганских нефтяных месторождениях. Нефт. хоз. № 4, 1955.
3. Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948.

* * *

Н. Б. АШИРОВ

Интересный пример дизъюнктивного нарушения на платформенной структуре

В настоящее время многие геологи отрицают наличие дизъюнктивных нарушений на структурах платформы, считая, что степень дислоцированности их недостаточна, чтобы вызвать глубокие разломы.

Однако в последнее время при детальном изучении ряда платформенных структур был выявлен сложный характер их строения, а в ряде случаев установлено наличие дизъюнктивных нарушений.

Следует отметить, что на Американской платформе, аналогичной Русской, выявлен ряд сбросовых зон, а также многочисленные дизъюнктивные нарушения, осложняющие строение локальных структур, с которыми американские геологи связывают как фор-

мирование залежей, так и высокую продуктивность месторождений.

Выводы американских геологов о возрастании амплитуд смещений сбросов с глубиной полностью согласуются и с нашими наблюдениями.

Указанный вывод исключительно важен как для анализа тектоники, так и для объяснения условий формирования нефтяных месторождений.

Аналогия геологического строения Русской и Американской платформ определяет возможность широкого развития дизъюнктивной тектоники и на Русской платформе, что и подтвердилось в последнее время открытием ряда дизъюнктивных нарушений.

В настоящей статье приводится описание выявленного в последнее время

сложного дизъюнктивного нарушения на Якушкинском месторождении.

Якушкинское месторождение расположено на севере Куйбышевской области и приурочено к восточной части широтной Сергиевской дислокации, сложенной палеозоем.

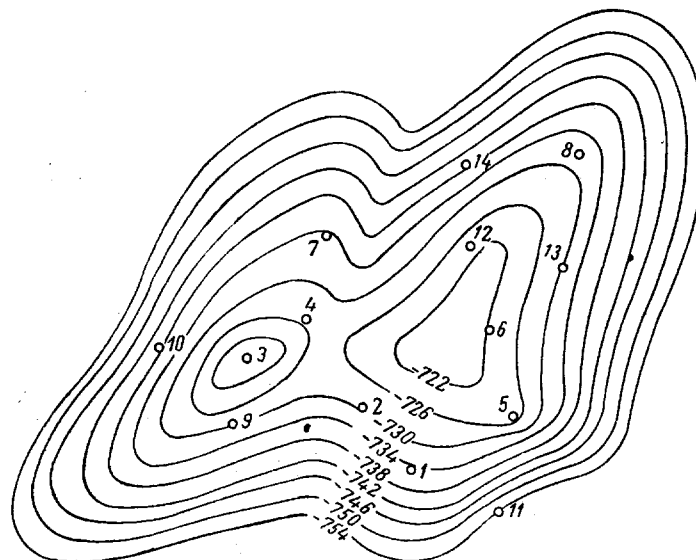


Рис. 1. Структурная схема Якушкинского месторождения по башкирскому ярусу среднего карбона.

На месторождении пробурено 14 разведочных скважин, из которых шесть доведены до намюрского яруса (№ 4, 8, 9, 11, 12 и 14), пять вскрыли нижний карбон (№ 2, 5, 6, 10 и 13) и три — верхний девон (№ 1, 3 и 7).

В результате бурения выявлен общий структурный план месторождения, который по башкирскому ярусу среднего карбона представляет сопряжение двух куполов, смыкающихся с некоторым смещением осей (рис. 1).

Опробованием, проведенным трестом Куйбышевнефтегазразведка, на месторождении установлена промышленная нефтеносность башкирского яруса, верейского и угленосного (аналог пласта Б₂) горизонтов. В терригенных отложениях девона были встречены лишь спорадические признаки нефтеносности.

Наибольшими по площади являются залежи нефти в верейском горизонте и башкирском ярусе. Залежь угленосного горизонта имеет значительно

меньшую площадь и приурочена к сводовым участкам вторичных куполов.

При анализе кернового и кароттажного материалов пробуренных скважин геологи треста Куйбышевнефтегазразведка первые обратили внимание на аномальный характер разреза в скв. 9, пробуренной на южном крыле западного купола.

Как видно из сопоставления кароттажных диаграмм скв. 9 и соседних скважин (рис. 2), в разрезе скв. 9 в интервале 980—1016 м под карбонатными осадками башкирского яруса залегает 36-м пачка терригенных осадков, что подтверждено керном.

Ввиду отсутствия необходимых данных для расшифровки причин выявленной аномальности появление терригенной пачки под башкирским ярусом первоначально было объяснено разведчиками наличием здесь карста.

Изучение фактического материала позволило установить, что причина аномальности разреза скв. 9 связана не с ископаемым карстом, а с крупным дизъюнктивным нарушением взбросового типа.

Нами было обращено внимание также и на изменение мощностей верей и башкирского яруса в пределах месторождения.

По данным 14 пробуренных скважин мощность верейского горизонта изменяется от 50 до 57 м, а на западном участке, где расположена скв. 9, от 50 до 55 м. В скв. 9 мощность верейского горизонта, залегающего в интервале 907—940 м, сокращается до 33 м (см. рис. 2).

Мощность башкирского яруса на площади месторождения изменяется от 38 до 55 м, в пределах западной части месторождения (район скв. 9) от 42 до 47 м. В скв. 9 мощность башкирского яруса равна 40 м, т. е. близка к нормальной.

Ниже башкирского яруса во всех скважинах наблюдается нормальный переход к намюрскому ярусу, кроме скв. 9, в которой, как отмечалось, под башкирским ярусом в интервале 980—1016 м залегает терригенная пачка, подстилаемая карбонатными породами.

Выдержанная мощность башкирского яруса, особенно в пределах западного купола, не дает основания считать, что к моменту отложения верейских осадков отложения башкирского яруса были выведены из-под уровня вод бассейна и интенсивно размывались. Во всяком случае местного подъема дна бассейна в районе скв. 9 не было, так как мощность башкирского яруса в скважине равна 40 м, т. е. близка к нормальной. Следовательно, если здесь и был размыв, то величина его не превышала 2—5 м. Но если осадки башкирского яруса оставались под уровнем моря, то естественно, что образование в них глубокого карста, как покажем ниже, на глубину свыше 76 м должно быть исключено.

Характерно сокращение в скв. 9 мощности верейского горизонта. Сопоставление кароттажных диаграмм (см. рис. 2) показывает, что уменьшение мощности верея здесь связано с отсутствием его верхней части. Следовательно, в единственной скв. 9 верей срезан в кровле и отложения каширского горизонта залегают на его средней части.

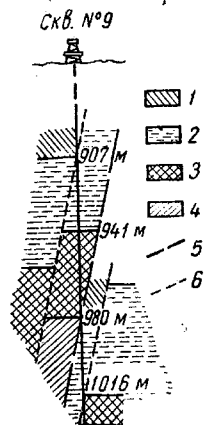


Рис. 3. Схема дизъюнктивного нарушения, вскрытого скв. 9.

Контакт верейского с башкирским ярусом на глубине 940 м не нарушен.

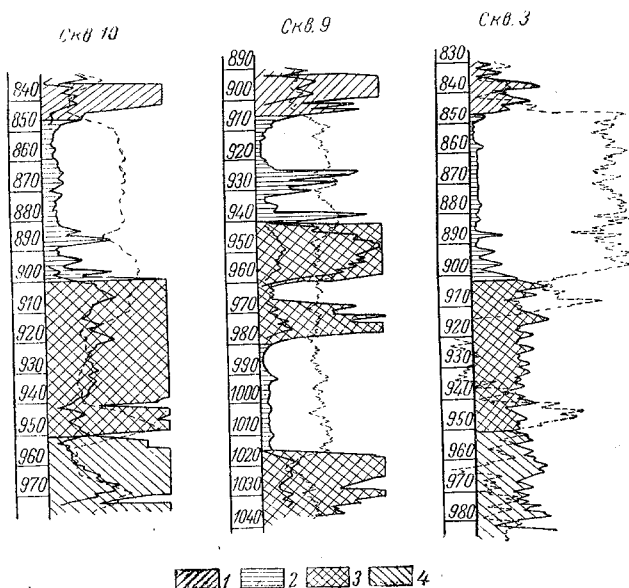


Рис. 2. Сопоставление разрезов скважин.

1—каширский горизонт; 2—верейский горизонт; 3—башкирский ярус; 4—намюрский ярус.

Сопоставление интервала 980—1016 м (скв. 9) с этими же интервалами соседних скважин показывает, что здесь мы имеем верхнюю и среднюю части верейского горизонта, соответствующие интервалу 847—885 м (скв. 3), а нижняя часть горизонта отсутствует.

Петрографо-литологическое изучение керна из скв. 9 было проведено Е. К. Фроловой. По ее данным в интервале 907—939,5 м залегают верейские отложения, в которых выделяются комплексы: нижний карбонатный — известняки с прослоями глин, верхний — глины и алевролиты.

Интервал 940—980 м сложен известняками с редкими прослоями доломитов. По характеру литологического строения известняки типичны для башкирского яруса.

Под известняками башкирского яруса в интервале 985—1006 м, охарактеризованном керна, залегают терригенные породы — алевролиты, глины и реже мергели. В подошве толщи отмечается прослой коричневатого-серого, кварцево-полевошпатового песчаника с базальным глинисто-карбонатным цементом.

По минералогическому составу глины и алевролиты аналогичны породам вышележащего интервала верейского горизонта. В кровле пачки залегает слой мергеля с включением крупного обломочного материала.

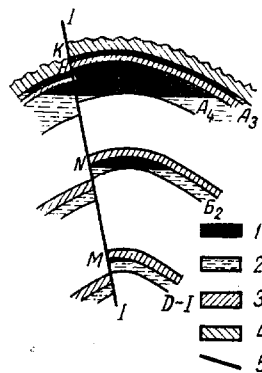


Рис. 4. Схема нефтяной залежи.

1 — нефтяные пласты; 2 — водоносные пласты; 3 — глинистые кровли над залежами; 4 — плотные известняки и доломиты каширского горизонта; 5 — дизъюнктивные нарушения.

Наличие в кровле интервала брекчиевидных включений объясняется нами пересечением скв. 9 на глубине 980 м плоскости взбросового нарушения.

Керн из интервала 1021—1042 м представлен органогенно-обломочными оолитовыми и пелитоморфными известняками, по составу аналогичными известнякам башкирского яруса.

Хорошая охарактеризованность керном интересующего нас интервала разреза скв. 9 позволила палеонтологам И. А. Луныяку и В. В. Кондулуковой подтвердить стратиграфический возраст отдельных интервалов разреза по комплексам характерных фораминифер, водорослей и мшанкам.

Таким образом, по данным кароттажа, сопоставлению мощностей, петрографо-литологической характеристики разреза и изученной фауны можно сделать следующие выводы.

В скв. 9 отсутствует кровля верейского горизонта и последний в интервале 907—940 м представлен средней и нижней частями. В интервале 940—980 м залегают породы башкирского яруса. В интервале 980—1016 м под

башкирским ярусом вновь залегает верейский горизонт, представленный здесь лишь верхней и средней частями. На глубине 1016 м верей ложится вновь на отложения башкирского яруса.

В итоге получается, что в разрезе скв. 9 дважды повторились верейский горизонт (интервалы 907—940 м и 980—1016 м) и башкирский ярус (интервалы 940—980 м и ниже глубины 1016 м).

Указанное обстоятельство подтверждает наличие здесь сложного дизъюнктивного нарушения с амплитудой по кровле башкирского яруса в 76 м. Поскольку в разрезе имеем повторение верей и башкирского яруса, дислокация должна рассматриваться как взбросовая.

Однако наличие срезания кровли верей в верхнем интервале и низов верей в нижнем интервале указывает на то, что основной взброс, плоскость которого должна пересекаться на глубине 980 м, осложнен двумя подчиненными сбросами.

Верхний сброс проводится нами на глубине 907 м, на контакте подошвы каширского горизонта с верейским, а нижний на глубине 1016 м, на контакте срезанного в подошве верей с башкирским ярусом. Намечаемая схема дизъюнктивного нарушения показана на рис. 3.

Наличие столь крупного дизъюнктивного нарушения, несомненно, отразилось как на тектонике месторождения, так и на условиях формирования в нем нефтяных залежей.

Так как с глубиной структуры выражены более резко, что связано с преобладанием при их формировании в условиях платформы вертикальных движений, следует ожидать и возрастания амплитуды взброса с глубиной. Поэтому структурные ловушки глубоких горизонтов могут оказаться срезанными, как показано нами на схеме (рис. 4).

В случае справедливости высказанного предположения станет понятным, почему залежь пласта (Б₂) нижнего карбона имеет в Якушкино исключи-

тельно малую площадь, занимая лишь присводовую часть поднятия.

Из-за срезания ловушки угленосного горизонта (B_2) взбросом емкость ее контролируется положением на ней условной точки (линии) N , которая и определяет возможную площадь и объем залежи (см. рис. 4).

Несмотря на разлом, залежи пласта башкирского яруса (условно пласт A_4) и верейского горизонта (пласт A_3) сформировались, так как по плоскости смещения пласт A_4 в кровле (точка H) пришел в соприкосновение с верейским горизонтом и плотными, практически непроницаемыми известняками подошвы каширского горизонта, с которыми, видимо, соприкасается и залежь верейского горизонта (точка K , рис. 4).

Однако возможно, что в силу сложного взбросо-сбросового характера нарушения запечатывание залежей взброшенного поля имеет несколько другой характер, что можно будет установить в будущем при получении дополнительных данных.

При этом не исключено, что опущенный блок структуры, отрезанный плоскостью взброса, аналогично пласту угленосного горизонта может оказаться без нефти.

Видимо, наличием нарушения объясняется отсутствие нефти в пласте D_1 верхнего девона. Если, как показано на рис. 4, нарушение проходит через свод девонской структуры (в точке M),

а амплитуда смещения больше мощности глинистой покрышки над коллектором пласта D_1 , залежь в нем сформироваться не сможет. Это, видимо, и подтверждается данными сводовой скв. 3, вскрывшей этот пласт.

На Якушкинском месторождении в некоторых образцах девонских кернов отмечается нефтяной запах, возможно, указывающий на имевшую место миграцию нефти.

Но благодаря сложившимся структурным условиям залежь в девоне здесь не сформировалась.

Однако данный вывод нельзя считать категорическим.

Нефть в девоне Якушкинской площади могла скопиться на отдельных периферийных блоковых полях, образовав залежи, запечатанные плоскостями дизъюнктивных нарушений.

Видимо, аналогичный пример мы имеем на соседнем Радаевском месторождении, на котором пласт D_1 промышленно нефтеносен лишь на участке западной периклинали, а в своде структуры этот пласт представлен белыми кварцевыми песчаниками, практически не имеющими признаков нефтенасыщения.

В заключение статьи автор выражает глубокую признательность геологам Е. К. Фроловой, И. А. Луняку, В. В. Кондулуковой, Л. Н. Гусевой и Н. Н. Балабанову, принимавшим участие в расшифровке разреза скв. 9.

* * *

В. Ф. РААБЕН

Об одной закономерности в распределении девонских нефтей Урало-Волжского региона

Как известно, тектоника контролирует миграцию и скопление нефти. Поэтому была составлена следующая схема; на палеотектоническую карту девона Урало-Волжского региона (по

Л. Н. Розанову) были нанесены все сколько-нибудь значительные девонские месторождения (по пашийским слоям) и указаны средние удельные веса их нефтей.

Таблица 1
Средние удельные веса девонских (паший-
ских нефтей) месторождений Урало-
Волжского региона*

	Район	Удель- ный вес
Жигулевско- Пугачевский свод	Яблоньский Овраг	0,860
	Жигулевск	0,855
	Зольный Овраг	0,810
	Муханово	0,830
Татарский свод	Ромашкино	0,860
	Туймаза	0,850
	Бавлы	0,850
	Леонидовка	0,850
	Серафимовка	0,845
	Константиновка	0,840
	Стаханово	0,870
	Шкапово	0,870
	Черемшан	0,870
	Ново-Ибрайкино	0,865
	Азнакаево	0,870
	Акташ	0,865
Верхне- Камский свод	Краснокамск	0,860
	Северокамск	0,835
	Полазна	0,820
Казанско- Сергиевская впадина	Радаевка	0,920
	Красноярка	0,900
	Заглядино	0,890
	Султангулово	0,880
	Тарханы	0,875
Верхне- Камская впадина	Стерлибашево	0,860
	Давлеканово	0,900
	Чекмагуш	0,900
	Старо-Петрово	0,950
	Уржумово	0,880
	Орьебаш	0,870
	Калтасы	0,870
Сарайлин- ская депрессия	Куеда	0,885
	Чернушка	0,875
	Елабуга	0,870

* По данным С. П. Максимова, В. С. Еременко, А. К. Каримова, М. Н. Телешева и др.

Из рассмотрения рисунка и табл. 1 видно, что девонские нефти весьма разнообразны, их удельные веса колеблются от 0,810 до 0,950. Однако можно подметить следующую закономерность: в пределах сводов (Жигулевско-Пуга-

чевского, Татарского, Верхне-Камского) нефти легче (удельные веса от 0,810 до 0,870), чем во впадинах (Казанско-Сергиевской, Верхне-Камской), где нефти имеют удельные веса от 0,860 до 0,950¹. Причем необходимо отметить, что если за основу взять современный тектонический план Урало-Волжского региона по девону, то указанной связи между тектоникой и нефтями не наблюдается.

Подтверждением того, что указанное распределение нефтей действительно может существовать, служат встречаемые в литературе указания на аналогичные явления для структур второго и третьего порядков Урало-Поволжья. Общеизвестен факт наличия, как правило, более легкой нефти в сводовых частях нефтеносных структур. Для элементов второго порядка на подобную закономерность указывал Ф. Ф. Рыбаков, рассматривавший изменение свойств пермских нефтей в пределах Куйбышевской и Чкаловской областей.

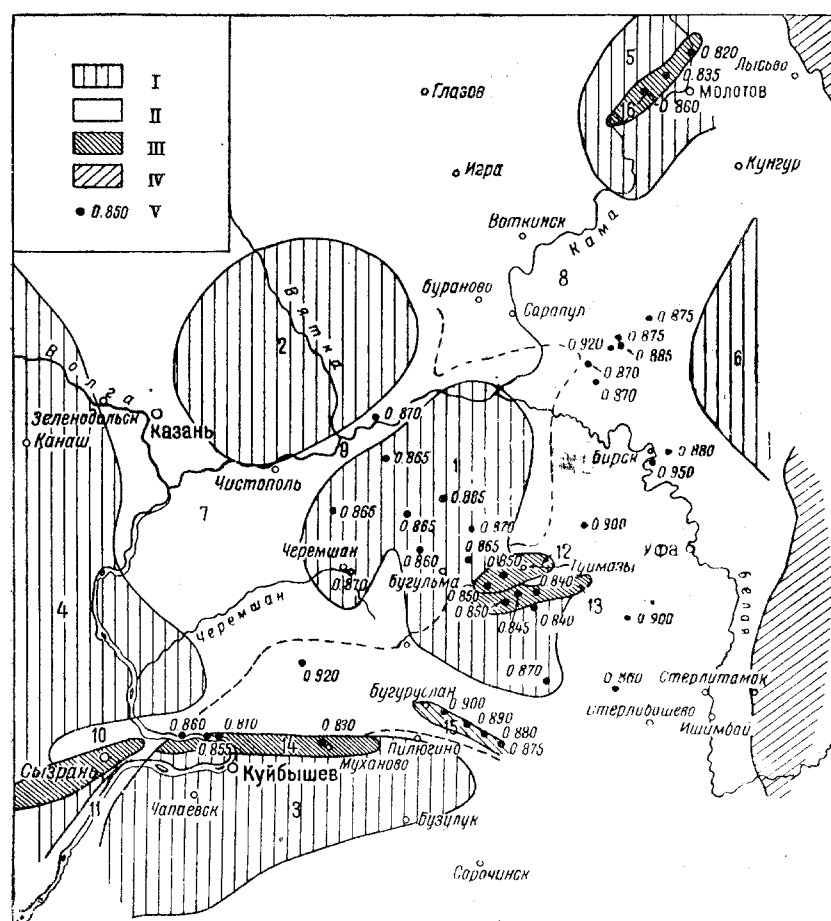
Таким образом, указанная связь удельных весов нефтей с тектоникой довольно широко распространена в пределах Урало-Волжского региона.

Известно, что удельный вес пашийских нефтей девона имеет определенную связь с рядом других констант. Например, более тяжелые нефти характеризуются большим содержанием серы, асфальтово-смолистых веществ, кокса, большей вязкостью, меньшим выходом легких фракций и т. д. Следовательно, не только удельный вес, но и ряд других свойств девонских нефтей имеют определенную связь с тектоникой.

Как объяснить подобное явление? Можно предположить, что основными факторами, приведшими к данному распределению нефтей, были следующие.

1. Явление гравитации, т. е. «стремление» более легких нефтей или их

¹ Из этого правила имеются редкие исключения. Нам известны два случая, когда была получена тяжелая нефть в пределах сводов. Но эти нефтепроявления приурочены к тонким песчаным линзам среди глин. Их промышленное значение ничтожно.



Палеотектоническая схема девонской структуры Волжского района (по Л. Н. Розанову).

I — своды: 1 — Татарский (южная вершина), 2 — Татарский (северная вершина), 3 — Жигулевско-Пугачевский, 4 — Токмовский, 5 — Верхне-Камский, 6 — Башкирский; II — впадины и депрессии: 7 — Казанская впадина, 8 — Верхне-Камская впадина, 9 — Сарайлинская депрессия, 10 — Ставропольская депрессия, 11 — Березовско-Костычевская депрессия; III — валы: 12 — Туймазинский, 13 — Серафимо-Балтаевский, 14 — Жигулевский, 15 — Больше-Кинельский, 16 — Краснокамско-Полянскский; IV — область складчатого Урала; V — месторождения и удельные веса нефти.

компонентов занять повышенные участки.

2. Более сильное окисляющее действие вод на нефть во впадинах, причем воды, по-видимому, являлись основным агентом окисления.

3. Как установлено, в условиях впадин сколько-нибудь значительные структуры не формировались. Окисление нефти в небольших залежах происходит значительно интенсивнее.

4. В работах УфНИИ есть указания на то, что десульфатизация вод происходит не только вследствие восстановления сульфатов, но и путем адсорб-

ции их смолистой частью нефти и при этом нефть окисляется. Опыты в УфНИИ показали, что этот процесс идет активнее в присутствии глин, которые являются катализаторами. А так как вмещающие нефть породы во впадинах более глинистые, чем на сводах, то, следовательно, указанный выше процесс во впадинах должен идти активнее и привести к большему окислению нефтей.

На втором пункте необходимо остановиться подробнее. Если обратиться к современному состоянию вод в пашийских слоях девона, то здесь можно от-

Таблица 2

Анализы вод пашийских слоев девона различных районов Урало-Волжского региона*

Районы	Σ мг-экв.	% экв. Cl	% экв. SO ₄	% экв. HCO ₃	% экв. Ca	% экв. Mg	% экв. Na+K	S ₁	S ₂	A ₂	Na/Cl	Ca/Mg	Cl—Na Mg	SO ₄ /Cl	Cl/Ca	Na/Ca
С в о д ы																
Сызрань	689,34	49,90	0,08	0,02	11,65	3,92	34,43	68,86	31,10	0,04	0,69	2,97	3,95	0,0016	4,28	2,95
Костычи	707,92	48,85	0,14	0,01	12,07	3,45	34,48	68,96	31,04	0,02	0,69	3,50	4,45	0,0028	4,18	2,85
Яблонов Овраг	768,94	49,98	0,01	0,01	9,17	1,55	38,28	76,56	23,42	0,02	0,76	3,59	4,58	0,0002	5,45	4,17
Яблонов Овраг	766,70	49,90	—	0,01	10,23	2,91	36,86	73,72	26,26	0,02	0,74	3,52	4,51	—	4,89	3,60
Зольный Овраг	805,60	49,99	—	0,01	15,04	2,84	32,12	64,24	35,74	0,02	0,64	5,30	7,08	—	3,32	2,13
Зольный Овраг	778,62	49,98	—	0,02	15,42	2,63	31,95	63,90	35,06	0,04	0,64	5,87	6,86	—	2,91	2,07
Туймаза	794,61	49,99	0,004	0,004	13,97	4,136	31,89	63,78	36,21	0,008	0,637	3,36	4,39	0,012	—	—
Бавлы	796,76	49,99	0,01	—	14,29	3,82	31,89	62,26	37,74	—	0,64	3,74	4,72	0,02	—	—
Ромашкино	750,74	49,97	0,023	—	12,79	3,51	33,70	67,40	32,60	—	0,67	3,64	4,63	0,045	—	—
Полазна Красно- камск	755	—	0,82	—	—	—	—	70,43	29,55	0,02	0,71	—	4,33	—	—	—
В п а д и н ы																
Красноярка	831,692	49,95	0,03	0,02	19,03	3,36	27,61	55,22	44,74	0,04	0,56	5,49	6,65	—	—	—
Заглядино	795,962	49,87	0,11	0,02	19,88	3,98	26,14	52,28	47,68	0,04	0,52	4,99	5,6	—	—	—
Радаевка	711,14	49,87	—	0,03	17,56	7,05	25,40	50,80	49,14	0,06	0,51	5,53	6,53	—	2,85	1,45
Сызрань	783,26	49,84	0,05	0,01	24,11	1,1	24,76	49,52	50,46	0,02	0,49	21,34	22,30	0,001	2,07	1,06
Стердибашево	818,86	49,91	0,06	—	19,37	3,48	27,15	54,30	45,70	—	0,54	5,57	6,55	0,12	—	—
Чекмагуш	—	—	—	—	—	—	—	—	40,7	—	—	—	—	—	—	—
Уржумово	—	—	—	—	—	—	—	—	44,4	—	—	—	—	—	—	—
Чернушка	826	—	0,39	—	—	—	—	53,52	46,46	0,02	0,53	—	5,34	—	—	—

* По данным В. А. Карповой, Н. Г. Линдтропа и др.

метить то же явление, что и для нефтей этого горизонта, а именно: во впадинах пашийские воды более минерализованы и метаморфизованы, чем на сводах (табл. 2).

В настоящее время девонские воды мало воздействуют на окружающую среду, так как все или почти все обменные реакции между ними и породами, рассеянным органическим веществом и нефтями уже закончились. Но первоначально воды, по-видимому, сильно воздействовали на окружающую среду и, в частности, на нефти. Однако агрессивное действие вод во впадинах было активнее, чем на сводах, так как в первых были относительно большие давление и температура в связи с большей глубиной залегания. Как известно, при больших давлениях и температурах реакции окисления идут значительно активнее.

Вследствие этого первоначальный процесс гравитации нефтей был углублен и расширен воздействием вод, что наряду с другими указанными факторами в конечном итоге привело к отчетливому разграничению легких и тяжелых нефтей в зависимости от структур первого порядка девона Урало-Волжского региона.

В последнее время многие исследователи объясняют окисление нефтей главным образом воздействием бактерий. Однако разделение девонских нефтей в зависимости от тектоники противоречит тому, что бактерии являются основным агентом по окислению нефтей.

Как указывалось выше, во впадинах давление и температура были относительно больше, чем на сводах. Кроме того, во впадинах формировались более минерализованные воды. Эти факторы, как известно, отрицательно влияют на деятельность бактерий. Таким образом, во впадинах бактерии должны были бы воздействовать на нефти слабее, чем на сводах, и поэтому мы должны были бы во впадинах встретить менее окисленные, т. е. более легкие нефти, а наблюдается обратная картина. Сказанное выше позволяет нам считать, что бактерии не являются основным агентом окисления нефти, во

всяком случае для девона Урало-Волжского региона.

Следовательно, указанное распределение свойств девонских нефтей в зависимости от тектоники трудно связать с деятельностью бактерий, и надо искать основные причины этого явления в процессах, имеющих тесную связь с тектоникой, а именно в физических законах гравитации, в условиях осадконакопления и тектонической активности и в различном воздействии вод на окружающую среду в зависимости от глубины залегания.

Необходимо указать на то, что рассматриваемое явление приуроченности более легких нефтей к сводам, а более тяжелых к впадинам в карбоне и перми не будет, по-видимому, иметь такого отчетливого выражения, как в девоне, и вот по каким причинам: во-первых, в девоне, как указывает Л. Н. Розанов, элементы первого порядка (своды и впадины) имеют более четкое выражение, чем в карбоне и перми, где все большее значение приобретают валы; во-вторых, в карбоне и перми воды сульфатные, имеется повсеместно сероводород, отмечаются сульфатвосстанавливающие бактерии, тогда как в девоне ни сероводорода, ни бактерий нет, а сульфатов в водах либо нет, либо они присутствуют в весьма небольшом количестве. Л. Т. Линдтроп считает, что эти факторы совместно с наличием в водах девона железа указывают на прекращение процессов окисления нефти и что преобразование нефтей в девоне в основном уже закончилось, тогда как в перми и карбоне оно еще продолжается. Естественно, что лучше судить о направленности процесса тогда, когда перед глазами законченный результат его.

Эти две причины, в основном, и заставили нас рассматривать вопрос распределения нефтей именно в девоне.

Из указанной связи девонской тектоники и нефтей можно сделать следующий вывод: ряд свойств пашийских нефтей может служить определенным диагностическим признаком условий формирования залежей. Так, например, открыв девонскую (пашийскую) залежь в новом районе Урало-Волжского ре-

гиона с нефтью удельного веса 0,890 и более, можно считать, что новое месторождение формировалось в условиях впадины. И, наоборот, залежь с нефтью удельного веса от 0,810 до 0,840—0,850 формировалась в пределах свода по девонским отложениям. Знание же условий, в которых формировалось месторождение, имеет большое значение для нового участка при определении возможной его перспективности.

Примером может служить недавно

открытое Мухановское месторождение. Продуктивные пашийские слои были здесь вскрыты на гораздо большей глубине, чем в окружающих районах, однако нефть оказалась легкой (удельный вес 0,830). Как показал дальнейший анализ, Мухановский район находится в прогибе по пермским и каменноугольным отложениям, но в девоне здесь был приподнятый участок, который, по-видимому, являлся восточной частью * Жигулевско-Пугачевского свода.

* * *

А. Т. КРотович

Некоторые данные о нефтегазоносности третичных отложений Венского бассейна

Венский бассейн занимает восточную часть Австрии и западную часть Чехословакии. В геоморфологическом отношении он представляет собой типичную межгорную депрессию Альпийско-Карпатской системы, имеет длину около 200 км и ширину около 60 км и вытянут с юго-запада на северо-восток.

Депрессия ограничена на северо-западе отрогами Богемского кристаллического массива, а на северо-востоке системой горных отрогов Западных Карпат. Вдоль ее восточного борта протягивается система Малых Карпат, горы Ляйта и Розолин, отделяющие Венский бассейн от Паннонского бассейна. С запада бассейн ограничен горными хребтами известковых Альп (горы Ракс, Шнейберг и другие) и хребтами зоны Клипп, отделяющими Венский бассейн от Альпийского краевого прогиба, известного под названием Внешне-Альпийского бассейна.

Венский бассейн выполнен мощной песчано-мергелисто-глинистой толщей неогена (гельвет, тортон, сармат, пан-

нон), залегающей с резким несогласием на сильно размытом и дислоцированном палеогеново-меловом флише фундамента. Мощность отложений неогена изменяется от 800 до 1300 м в приподнятых частях бассейна и до 4000—5000 м в наиболее погруженной центральной части бассейна.

В тектоническом отношении бассейн представляет межгорную впадину, обрезанную по краям крупными сбросами с амплитудами от 100—200 до 2500 м.

Центральная часть бассейна глубоко опущена, о чем свидетельствуют мощности третичных отложений. Вдоль бортов и центральной части бассейна протягивается ряд брахиантиклинальных и антиклинальных складок, нарушенных продольными и иногда поперечными сбросами. С этими складками и связаны все выявленные залежи нефти и газа.

По геологическим особенностям строения и их расположению все месторождения можно разделить на три группы.

1. Месторождения, расположенные в опущенном блоке вдоль Штайнбергского сброса; к ним относятся Мюльберг, Платвальд, Ван-Сикль, Гестинг, Раг, Гайзельберг и Хохенрупперсдорф, представляющие собой небольшие по площади куполовидные складки, у которых западные крылья срезаны Штайнбергским сбросом.

2. Месторождения, расположенные в наиболее опущенной центральной части бассейна: Матцен-Бокфлисс, Адерклаа, Рабенсбург, и газовые месторождения Цверндорф и Энцерсдорф, представляющие собой пологие антиклинальные складки, часто разбитые нарушениями.

3. Месторождения, расположенные в приподнятом блоке, т. е. западнее Штайнбергского сброса: Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Маустренк и другие, приуроченные к погребенным выступам флиша фундамента.

Все они, за исключением месторождения Санкт-Ульрих-Хаускирхен, представляют незначительные по размерам структуры.

Первая промышленная нефть в пределах Венского бассейна была получена в 1913 г. на месторождении Эгбел (Чехословакия), а в 1932 г. — на площади Гестинг (Австрия).

В 1937 г. было открыто небольшое месторождение Раг, а в 1938 г. — Ван-Сикль и Платвальд.

До 1938 г. добыча нефти не превышала 56,6 тыс. т в год. В 1941—1942 гг. были открыты три новых месторождения: Санкт-Ульрих-Хаускирхен и Маустренк в приподнятой глыбе и Мюльберг в опущенной центральной части бассейна. Значительно расширены нефтяные площади на ранее открытых месторождениях Гестинг, Гайзельберг, Ван-Сикль, Платвальд, что позволило довести добычу нефти к концу 1944 г. до 1 200 000 т.

С 1945 г. в истории развития нефтяной промышленности Австрии наступил новый этап — этап планомерной разведки и разработки недр Венского бассейна, осуществленный Советским нефтяным управлением.

Благодаря проведению огромных

восстановительных работ, а также открытие в 1949 г. крупнейшего нефтяного месторождения Матцен-Бокфлисс, приуроченного к центральной части бассейна, добычу в 1949 г. удалось поднять до 1 156 600 т. В 1950 г. было открыто богатое нефтяное месторождение Адерклаа. В результате открытий новых и доразведки старых месторождений добыча нефти в 1951 г. составила 2 283 000 т, а в 1955 г. 3 670 000 т. В 1955 г. были открыты два новых месторождения: Рабенсбург и Кагран.

Таблица

Год	Добыча, т	Год	Добыча, т
1930	5	1949	1 156 583
1935	6 658	1950	1 699 424
1940	412 454	1951	2 283 315
1945	451 703	1952	2 763 689
1946	841 210	1953	3 220 993
1947	911 403	1954	3 448 202
1948	951 416	1955	3 666 112

За 26 лет разработки нефтяных месторождений Венского бассейна было добыто 25 873 614 т нефти, в том числе за 10 лет работы Советского нефтяного управления 21 399 000 т, из них 12 643 000 т из двух новых месторождений: Матцен-Бокфлисс и Адерклаа, запасы которых более чем в 10 раз превышают запасы всех ранее открытых месторождений.

Помимо нефтяных месторождений, в пределах Венского бассейна открыты крупные газовые месторождения — Цверндорф и Энцерсдорф (1952 г.).

Все выявленные промышленные запасы нефти и газа относятся к миоценовым отложениям от гельвета до нижнего паннона включительно, и лишь в пределах приподнятой части Венского бассейна (западнее Штайнбергского сброса) на площади Санкт-Ульрих-Хаускирхен получена нефть из эоценового флиша.

Залежи нефти приурочены здесь к погребенному выступу фундамента, протягивающемуся почти в широтном направлении и имеющему, по-видимому, форму пологой антиклинали

длиной около 6 м, шириной до 3 км, с углами падения крыльев 10—30°. Эта структура осложнена рядом небольших локальных поднятий и разбита системой нарушений с амплитудами от нескольких десятков до сотен метров.

В разрезе верхнего и среднего эоцена, вскрытого скважинами, выделяются четыре песчаных комплекса, к верхнему из которых приурочена залежь нефти. Дебиты скважин в начальный период разработки месторождения достигали 120—150 т в сутки. В настоящее время месторождение Санкт-Ульрих-Хаускирхен сильно истощено и

дебиты скважин не превышают нескольких тонн в сутки.

Нефть легкая, парафинистая, удельного веса 0,875—0,890. Глубина залегания продуктивных горизонтов 900—1200 м.

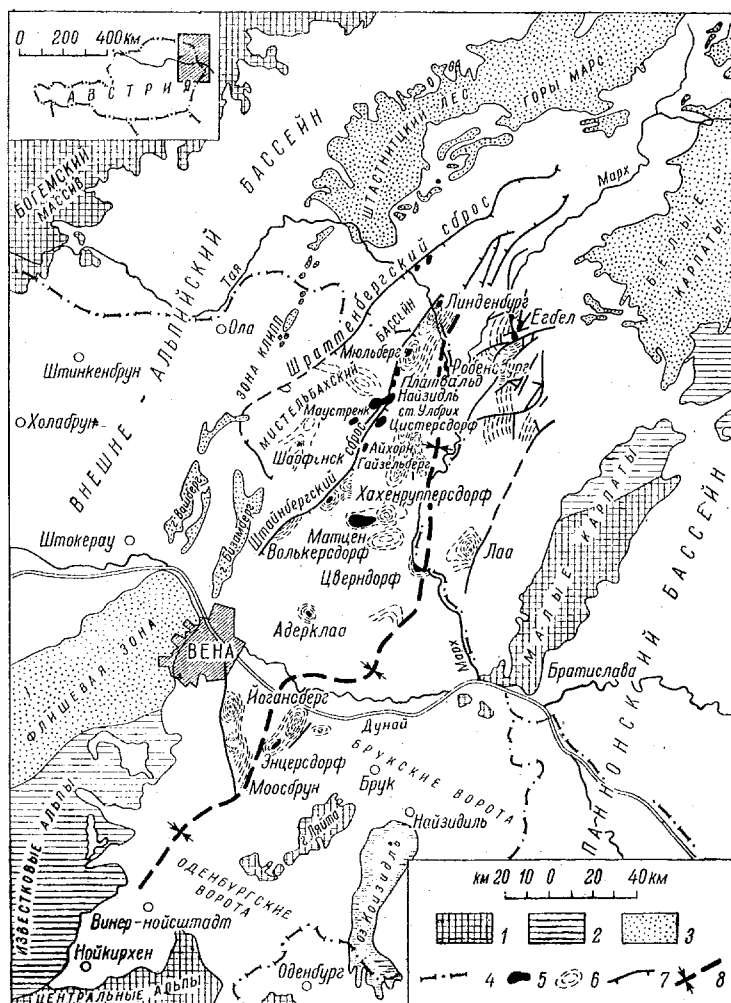
Режим залежи чисто газовый. Контурные воды неактивные.

Нефть из отложений флиша получена также в отдельных скважинах на месторождениях Гестинг и Ван-Сикль. Однако дальнейшие поиски нефти в отложениях флиша не привели к положительным результатам, и продуктивность флиша до сего времени ограничена пределами одной площади.

Вышележащие отложения гельвета в пределах опущенной части Венского бассейна вскрыты на площадях Энцерсдорф, Адерклаа, Матцен-Бокфлисс. В северной части бассейна на площади Рабенсбург геллевские отложения встречены лишь двумя скважинами, поэтому продуктивность их остается невыясненной.

На месторождении Матцен-Бокфлисс промышленная нефтеносность установлена в пяти горизонтах гельвета. При испытании указанных горизонтов в скважинах получена легкая парафинистая нефть с дебитами 20—50 т в сутки при 5—6-мм штуцерах.

На площади Адерклаа в отложениях гельвета выявлено до четырех газовых горизонтов с незначительными при-
знаками нефти. Кроме того, промышлен-



1 — Альпийские кристаллические породы (метаморфные); 2 — покровы известковых Альп; 3 — флиш Венского леса (титон—эоцен); 4 — государственная граница; 5 — нефтегазоносные площади; 6 — выявленные структурные поднятия; 7 — сбросы; 8 — предполагаемая ось бассейна.

ная нефть получена из гельветского шпиря в приподнятой части бассейна на площадях Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Маустренк, Шарфенек, Хохенрупперсдорф, где вскрыто от трех до шести горизонтов мощностью 1—7 м. Нефть шпиря так же, как и гельвета опущенной глыбы, легкая, парафинистая. Начальные дебиты скважин достигали 40 т в сутки. Однако дебиты здесь неустойчивые и быстро падают.

Следует отметить, что отложения гельвета в пределах Венского бассейна еще слабо изучены, а в северной его части они еще не вскрыты скважинами. В то же время получение промышленной нефти на месторождении Матцен-Бокфлисс и газа на площади Адерклаа в опущенной части бассейна и на площадях Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Маустренк и Шарфенек в приподнятой глыбе указывает на перспективность отложений гельвета, разведка которых является одной из первоочередных задач.

В противоположность гельвету продуктивность отложений тортонского яруса выявлена на большой территории Венского бассейна. Из этих отложений в настоящее время получают основную добычу нефти.

Помимо нефти, на ряде площадей получены крупные залежи газа.

Проследим продуктивность тортона с севера на юг.

На севере Венского бассейна вблизи от Чехословацкой границы расположено месторождение Бернгардсталь. В одной из разведочных скважин, пробуренных на этом месторождении, из 10-го тортонского горизонта получен промышленный газ с дебитом до 100 тыс. м³ в сутки и давлением 110 ат. По данным кароттажа в разрезе этой скважины выделяется еще до 10 высокоомных песчаных горизонтов в отложениях верхней части тортона, сармата и паннона, которые по аналогии с месторождением Мюльберг могут быть газоносными. В скважинах, расположенных в 2 км к северу, на территории Чехословакии, из отложений тортона получена промышленная нефть с дебитами 10—15 т в сутки.

К югу от площади Бернгардсталь

располагается месторождение Мюльберг, на котором нижняя часть тортона еще не вскрыта. Во вскрытой части разреза выделяется 27 песчаных горизонтов, из которых 16 являются промышленно нефтеносными.

Начальные дебиты скважин колеблются от 15—20 до 120 т в сутки. Наиболее продуктивными являются 11, 16, 17, 18, 19, 20 и 21-й горизонты. Нефть месторождения Мюльберг парафинистая, удельный вес ее колеблется в пределах 0,840—0,908, причем установлено, что удельный вес нефти закономерно уменьшается книзу.

На площади Рабенсбург, расположенной примерно в 8 км к юго-востоку от Мюльберга на границе Австрии и Чехословакии, из тортонских отложений получены промышленная нефть и газ.

Дальше к югу расположена группа Цистерсдорфских месторождений (Платвальд, Ван-Сикль, Гестинг, Раг, Гайзельберг). На перечисленных площадях вскрыта лишь верхняя часть тортона.

На месторождениях Платвальд и Ван-Сикль нефтеносными являются 1-й и 2-й песчаные горизонты тортона. На месторождении Гестинг вскрыто семь песчаных горизонтов, но промышленно нефтеносными являются только 5-й и 7-й горизонты, на площади Раг нефть получена из 3-го и 7-го горизонтов и, наконец, на площади Гайзельберг из девяти вскрытых скважинами песчаных горизонтов промышленная нефть получена из пяти (2, 3, 5, 9 и 11-го).

На месторождении Хохенрупперсдорф, расположенном в 27 км к югу от Гайзельберга, вскрыто 13 горизонтов, из которых нефтеносными являются 3, 4, 5, 10, 12 и 13-й. Дебиты скважин здесь составляют 25—30 т в сутки. Размеры залежей весьма ограничены.

Нефти всех перечисленных месторождений аналогичны нефтям месторождения Мюльберг.

Дальше к югу тортоп является нефтеносным на площади Матцен-Бокфлисс. В разрезе тортона здесь выделяется 16 песчаных горизонтов, из ко-

торых промышленно нефтеносными являются 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15 и 16-й горизонты. Мощность 16-го горизонта достигает 45 м при длине нефтяной залежи около 15 км и ширине до 3 км. Примерно такими же размерами залежей характеризуются 8-й и 9-й горизонты, но мощности последних не превышают 15—20 м, а дебиты скважин колеблются от 10 до 30 т в сутки. Что касается остальных горизонтов, то их нефтеносность доказана в небольшом количестве скважин, расположенных на северо-восточном периклинальном окончании структуры. Мощности этих горизонтов колеблются от 15 до 30 м.

Начальные дебиты из 16-го тортона скважин в первых скважинах превышали 300 т в сутки. При дальнейшей разработке месторождения суточные дебиты скважин снизились до 80—100 т. Газовые факторы (несмотря на наличие огромной газовой шапки в своде структуры) при нормальной эксплуатации скважин составляют 40—70 м³/м³.

Примерно такая же закономерность отмечалась по 8-му и 9-му тортонам.

Начальные дебиты по остальным горизонтам составляют 20—45 т в сутки.

В противоположность месторождениям северной группы нефть месторождения Матцен относится к категории тяжелых с незначительным содержанием парафина (0,2—0,3%). Здесь, как и на месторождении Мюльберг, удельный вес нефтей растет снизу вверх.

К югу от месторождения Матцен нефтеносность тортоновских отложений установлена на структуре Адерклаа. В разрезе тортона на Адерклаа выделяется от пяти до семи песчаных горизонтов мощностью 15—25 м каждый. Промышленно нефтеносными являются три нижних горизонта: 4, 5 и 6-й. Средние начальные дебиты по 5-му и 6-му горизонтам колеблются в пределах 50—120 т в сутки. Нефть месторождения Адерклаа относится к категории легких парафинистых нефтей удельного веса 0,803—0,808 и с содержанием парафина 3—5%.

К юго-западу от месторождения

Адерклаа у селения Кагран из отложений тортона в скважинах первоначально были получены мощные газовые фонтаны. Позднее (в 1956 г.) была вскрыта нефтяная залежь. Таким образом, в центральной части Венского бассейна вблизи от г. Вена открыто новое месторождение нефти.

В районе Цверндорф, расположенном к северо-востоку от Адерклаа в непосредственной близости к Чехословацкой границе, в разрезе тортона вскрыта крупная газовая залежь длиной до 10 км и шириной до 5 км. Мощность газоносного песчаника достигает 45 м. Дебит газа при опробовании скважин превышал 1 000 000 м³ в сутки при пластовом давлении 135 ат. Газовая залежь непосредственно контактируется с контурными водами.

Тортоновские отложения в южной части Венского бассейна изучены еще недостаточно. Известно только, что на площади Энцерсдорф из отложений тортона был получен промышленный газ с дебитом до 100 000 м³ в сутки.

Приведенные данные показывают, что продуктивность тортоновских отложений имеет весьма широкое горизонтальное и вертикальное распространение. Количество продуктивных горизонтов в разрезе тортона уменьшается в направлении с севера на юг вместе с уменьшением песчаных горизонтов в разрезе. Если на площади Мюльберг только во вскрытой части разреза тортона установлено 16 продуктивных горизонтов (от 8-го по 23-й включительно), то на месторождении Матцен-Бокфлисс количество их снижается до десяти, а на Адерклаа до трех.

Продуктивность отложений сармата, как и тортона, установлена на значительной площади центральной части Венского бассейна.

Однако в противоположность тортонам сармат на значительной территории содержит залежи газа, и лишь только на месторождениях Цистерсдорфской группы в отложениях сармата встречаются богатые залежи нефти.

На площади Бернгардсталь по данным кароттажа в отложениях сармата выделяется до пяти высокоомных песчаных горизонтов, которые, по всей ве-

роятности, содержат газовые залежи.

На площади Мюльберг в сармате выявлено восемь газовых горизонтов, но наиболее выдержанными из них являются 20, 19 и 5-й. Два верхних горизонта (1-й и 2-й) являются газоносными на всей площади. Дебиты газа колеблются от 15 000 до 100 000 м³ в сутки.

На площади Альт-Лихтенварт промышленная газоносность установлена в 11, 12, 13, 14, 15, 17-м горизонтах сармата. Первоначально дебиты скважин достигали 100 000 м³ в сутки, однако в настоящее время месторождение в значительной степени выработано.

На месторождениях Платвальд, Ван-Сикль, Раг и Гайзельберг сарматские отложения содержат ряд нефтеносных горизонтов (с 12-го по 20-й).

На площади Гестинг промышленно нефтеносны 1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11 и 20-й горизонты сармата с начальными дебитами от 50 до 150 т в сутки.

Нефть сармата асфальтовая; удельный вес ее 0,910—0,947.

На площади Матцен в сармате установлено три газовых горизонта (3, 4 и 5-й) с дебитами 50000—75000 м³ в сутки при 4—5-мм штуцерах и давлении 45—70 ат. Установлена нефтеносность 8-го сарматского горизонта.

На площади Адерклаа продуктивность сармата не установлена.

В южной части Венского бассейна промышленная газоносность сарматских отложений доказана на площади Энцерсдорф, где выявлено два горизонта. При испытании скважин из упомянутых горизонтов получены дебиты в 75000—100000 м³ в сутки при 5—7-мм штуцерах и пластовом давлении 70—75 ат.

До войны разрабатывалось газовое месторождение Санкт-Маркс, которое снабжало газом Вену. Однако в настоящее время оно полностью истощено.

Газоносными могут быть сарматские отложения и на площадях Цверндорф и Экартцау.

Из приведенного выше видно, что нефтеносность сарматских отложений пока установлена на довольно ограни-

ченной площади в северной части бассейна, тогда как газоносность имеет гораздо большее распространение.

Нижний отдел паннонского яруса в пределах Венского бассейна также содержит богатые залежи газа.

Основным продуктивным горизонтом в северной части бассейна является зона Импресса — песчаный горизонт в подошве нижнего паннона мощностью 30—50 м. Последний является промышленно газоносным на месторождениях Мюльберг, Гестинг, Раг, Гайзельберг, где дебиты газа достигают 50000—75000 м³ в сутки при 5—7-мм штуцерах и пластовых давлениях около 55 ат.

Судя по каротажным данным, этот горизонт, вероятно, будет газоносным и на площади Бернгардсталь.

На месторождении Матцен газоносность приурочена к двум песчаным пластам нижнего паннона: 3-му и 4-му. Дебиты газа и пластовые давления аналогичны зоне Импресса. Газ относится к категории сухих и содержит 94—98% метана.

На месторождении Ван-Сикль, помимо газа, была получена и промышленная нефть.

Изложенный выше фактический материал указывает на широкое распространение нефтегазоносности третичных отложений в пределах Венского бассейна. К этим отложениям приурочены богатые залежи нефти и газа в Паннонском бассейне. Нефтеносность третичных отложений установлена и в зоне маласс, протягивающейся вдоль северного края австрийских Альп. Они представляют огромный интерес с точки зрения поисков нефти и газа в Грацком бассейне и Чопско-Мукачевской впадине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Варенцов М. И. Геология и нефтеносность Венского бассейна. Сборник геологических работ, посвященных памяти акад. И. М. Губкина. Гостоптехиздат, 1948.
2. Доленко Г. Н. Основные черты истории геологического развития и условия формирования нефтяных залежей западной части Карпатской геосинклинальной зоны. Львовский политехнический институт. Научные за-

- пески, вып. XXVIII, сер. нефт., № 5. Изд. Львовского университета, 1955.
3. Кротович А. Т. Анализ разработки месторождений Матцен и Мюльберг. Фонды ГУСИМЗ, 1952.
4. Муратов М. В. Тектоника и основ-

ные этапы развития Восточных Карпат. Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. геолог., т. XXII (2), 1947.

5. Wieseneder H. Zur Kenntnis der neuen Erdöl und Erdgassvorkommen im Winer Becken. Erdöl und Kohle, № 6, 1956.

* * *

Письмо в редакцию

В статье В. Г. Васильева, И. П. Карасева и С. В. Кравченко «О геологической структуре южной части Сибирской платформы и проблеме нефтеносности кембрийских отложений», помещенной в журнале «Нефтяное хозяйство» № 11 за 1956 г., приводятся материалы о новейших взглядах на тектонику южной части Сибирской платформы и проблеме нефтеносности кембрийских отложений.

Авторы статьи взяли на себя почетную задачу обобщить богатый материал, накопленный в течение ряда лет, с привлечением большого количества данных разведочного бурения, геофизики и геолого-съемочных работ.

Анализ результатов геофизических исследований в комплексе с результатами глубокого бурения дал возможность проследить сравнительно широкие границы распространения Ангаро-Иркутской антеклизы (или по старой терминологии авторов Ангарского вала), которая разделила Присяжно-Прибайкальскую впадину на две обособленные впадины — Присяжскую и Прибайкальскую (по новой терминологии соответственно Присяжно-Енисейскую и Прибайкало-Ленскую синеклизы).

На фоне крупных структур первого порядка авторы статьи выделяют структуры второго, а также значительное число локальных поднятий третьего и четвертого порядков. Авторы правильно подметили генетическую связь структурного плана осадочных образований кембрийских отложений с тангенциальными движениями, происходившими в мезозойское время, а также с глубинными разломами — Ангаро-Илимским и Улан-Удинским. Эти высказывания в некоторой мере параллелизуются с высказываниями Н. С. Зайцева. Последний также предполагает, что между разломами в кристаллическом фундаменте и платформенными структурами существует прямая связь, что последние возникают в результате глубинной тектоники, разломов в кристаллическом фундаменте.

Цепочки структур, наблюдаемые в этом обширном регионе, как северо-восточного простирания (Жигаловский антиклиналь, Пономарево-Илгинское валообразное поднятие), так и северо-западного (Прохоровское, Осинское, Парфеновское), являются лучшим доказательством этой связи.

Наряду с вопросами тектоники авторы статьи стремятся положительно ответить на

вопрос о нефтеносности кембрийских отложений.

Наличие прямых признаков нефти — углеводородный газ в Балыхте, Бохане, слабые притоки легкой нефти из трещиноватых доломитов бельской свиты — дает возможность предполагать о наличии промышленных залежей нефти и газа на территории Сибирской платформы.

Но сибирские геологи должны серьезно подходить как к вопросам поисков, так и к вопросам происхождения нефти и пути ее миграции. На наш взгляд предположения авторов статьи о нефтематеринстве ушаковской, усольской, бельской и ангарской свит нижнего кембрия не обоснованы.

Авторы в своей статье стараются усиленно подчеркнуть повышенную битуминозность отложений нижнего кембрия, умалчивая о битуминозности почти всего разреза кембрийских отложений южной части Сибирской платформы (резкий запах битума при раскалывании пород верхоленской свиты верхнего кембрия).

Выходит, что вся толща нижнекембрийских пород мощностью в несколько километров должна быть отнесена к «нефтематеринской», что мало вероятно.

Становится неясным и тот факт, что песчаники мотской свиты, которые имеют хорошие пористость и проницаемость, не насыщены нефтью, тогда как они залегают среди «нефтематеринских» пород, причем очень мощных. Незначительное количество битума в «нефтематеринских» породах должно указывать на то, что нефть из них отжата в пористые и проницаемые участки, в первую очередь в песчаники мотской свиты, чего мы нигде не наблюдаем.

Авторы высказывают предположение о наличии органического материала в песчаниках мотской свиты в северных районах, более прогнутых. Тогда тем более нефть должна бы мигрировать по такому пласту с хорошими коллекторскими свойствами в повышенные участки. Но опять-таки этого нигде не отмечено.

Авторы статьи далее считают, что наиболее перспективными в смысле нефтеносности пород нижнего кембрия являются области сводовых частей Ангаро-Иркутской антеклизы и других выделяемых ими поднятий и валов, т. е. авторы, может быть, сами того не за-

мечая, указывают на районы, которые находятся в близком соседстве с крупными дизъюнктивными нарушениями типа глубинных разломов, сбросов, надвигов.

Следовательно, на наш взгляд нужно искать связь вопросов нефтеносности и миграции нефти с глубинными тектоническими нарушениями, а не с «нефтематеринскими», чем увлекаются авторы.

Это лишний раз подтверждается трещиноватостью доломитов, содержащих нефть на Осинской площади.

Наличие сверхлегкой нефти на Осинской площади можно предположить как конден-

сат газообразных углеводородов, порции которых поступают по трещинам с глубины.

Касаясь вопросов поисков нефтяных и газовых месторождений, необходимо наряду с поисками структур уделять большое внимание поискам элементов тектонических дизъюнктивов, не исключая, конечно, и поиски пород с хорошими коллекторскими свойствами.

Следовательно, можно сделать вывод, что объектом поисков нефтяных залежей следует считать области, расположенные вблизи известных платформенных разломов и других тектонических нарушений, где обязательно также должны быть своего рода ловушки.

Л. Демин

* * *

О статье А. Н. Снарского, Н. Д. Федотенковой и С. Т. Зелизной „ОБРАЗОВАНИЕ ЖИЛЬНЫХ ОЗОКЕРИТОВ“ („Советская геология“, сб. 47, 1955)

В статье «Образование жильных озокеритов» авторами рассматривается сравнительно узкий вопрос — влияние тектоники на образование жильных озокеритов.

Авторы приписывают Н. А. Храмову утверждения, что в трещинах, в которых образуется озокерит, «... дальнейших тектонических подвижек не происходит» и что «... образование трещин и превращение их в жилы озокерита представляют собой два независимых геологических процесса» (стр. 127).

На самом деле ни в своей книге «Поиски и разведка озокеритовых месторождений» [6], на которую ссылаются авторы, ни в других своих работах Н. А. Храмов никогда ничего подобного не писал. В задачи упомянутой книги не входило детальное рассмотрение процесса озокеритообразования, поэтому автор ограничился кратким изложением сущности различных гипотез озокеритообразования лишь в той мере, в какой это было необходимо для развития основной темы книги — методики поисков и разведки.

Нельзя согласиться с авторами и в том, что они первыми высказали мысль о тесной связи процесса оруденения с тектоникой и что «... влияние тектоники не заканчивается образованием путей для миграции газообразных и жидких флюидов и вместилищ». В геологической литературе, посвященной озокериту, уделяется большое внимание вопросам тесной связи озокеритообразования с тектоникой. Уже свыше 50 лет назад мысль о сильном влиянии тектоники не только на образование, но и на дальнейшее формирование озокеритовых жил была совершенно отчетливо сформулирована и иллюстрирована достаточно красноречивыми примерами. Например, Гавронский [7], описывая сброс, наблюдавшийся им в шахте «Victoria» (Борне-

лава), указывает, что озокеритоносные слои были стиснуты между пластами сдвинутых горных пород и должны были испытывать сильное сжатие. Приведенные слова не оставляют сомнения в том, что для Гавронского было несомненным влияние последующих тектонических процессов на жилы озокерита. М. Гржибовский [8] описывает жилы озокерита, настолько пережатые, что кровля и подошва их вплотную сближены, так, что прослеживание их становится затруднительным. Направление дальнейшего хода жил в этих случаях проявляется в наличии выжатых до толщины листа бумаги слоев озокерита.

В нашей работе, вышедшей в 1954 г. [3], которая осталась, по-видимому, вне поля зрения авторов, также большое внимание уделено тектоническому фактору. В качестве доказательства движения после завершения процесса озокеритообразования в статье упоминаются и зеркала скольжения в озокеритовых жилах. Там же указывается важное значение для озокеритообразования сжатия трещины, которое обеспечивает удаление избыточного растворителя из сферы отложения кристаллов твердых углеводородов. Все исследователи, занимавшиеся когда-либо проблемой озокеритообразования, уделяли этому вопросу серьезное внимание. Между тем А. Н. Снарский, Н. Д. Федотенкова и С. Т. Зелизная полагают, что достаточно просто охлаждения нефти, чтобы образовался озокерит. Это видно из их утверждения, что «поднимаясь к поверхности, озокерит пропитывает брекцию трения и выполняет зияющие трещины» (стр. 129). В этой фразе, кроме того, говорится, что к поверхности поднимается готовый озокерит, а не нефть. На самом же деле охлаждение нефти может привести лишь к отложению кристаллов твердых

углеводородов (парафина), но до озокерита еще очень далеко. Твердые углеводороды отлагаются, например, в нефтепроводах, образуя так называемую парафиновую пробку, т. е. массу кристаллов твердых углеводородов, пропитанную нефтью. Но эта парафиновая пробка не озокерит и озокеритом стать не может, так как для этого должен быть удален избыточный растворитель (нефть), а в условиях нефтепровода это удаление невозможно.

В работе Ю. Н. Петровой и Н. Ф. Касаткиной [5] на основании детального изучения нефтей озокеритовых месторождений сделан вывод, что материнской нефтью во всех известных до ныне месторождениях озокерита была только метаново-нафтенная нефть. Авторы разбираемой статьи ограничиваются указанием, что материнские нефти должны относиться к нафтеновому, нафтеново-метановому и метановому типам. Употребляемое авторами выражение «озокеритонесная нефть» не имеет физического смысла. Никакая нефть не содержит в себе озокерита ни в растворенном, ни в кристаллическом состоянии. Озокерит не является продуктом простого выпадения из нефти кристаллов твердых углеводородов, так как для его образования требуется длительное «созревание» выпавшей кристаллической массы, пропитанной нефтью, в котором одна из главных ролей принадлежит тектоническому фактору.

Систему газ — нефть — вода, в которой газ растворен в нефти, авторы квалифицируют как трехфазную систему (стр. 129). Но раствор газа в жидкости составляет одну фазу, поэтому система, о которой говорят авторы, не трехфазная, а двухфазная: раствор газа в нефти — вода.

Авторы приписывают В. Э. Ливенталю первое указание на адиабатическое расширение нефтяных газов как на фактор озокеритообразования. На самом деле еще в 1932 г. Рейсл и Блэд [9, стр. 1494] указывали, что расширение газа в песках способно вызвать отложение парафина. Далее они рассматривают обстоятельства, способствующие накоплению парафина в породе после его выпадения из нефти. Крейчи-Граф [2] в качестве одного из возможных путей образования озокерита рассматривает понижение давления нефтяных газов в трещинах горных пород, вызывающее резкое падение температуры, и в качестве примера такого понижения приводит оледенение стенок штольни вблизи горячей скв. 160 общества Романа Американа в Морени (Румыния).

Н. А. Орлов и В. А. Успенский также считают, что причиной озокеритообразования является падение давления в нефтяной залежи, обусловленное появлением выхода для газов [4].

Следовательно, представление об адиабатическом расширении нефтяных газов как факторе озокеритообразования существовало задолго до опубликования статьи В. Э. Ливенталя (1945 г.), в которой он отметил, что это представление выделяется им впервые.

Авторы утверждают (стр. 126), что жиль-

ная форма залегания озокерита более широко распространена, чем пластообразная (пластовая по терминологии авторов). На самом же деле, если о преобладании жильной формы над пластообразной в Бориславском месторождении можно еще говорить, то это утверждение будет неверным ни для Челекена, ни для Ферганы.

Новым в статье А. Н. Снарского, Н. Д. Федотенковой и С. Т. Зелизной является объяснение приуроченности чистого озокерита к одной из плоскостей разрыва последующим тектоническим сжатием брекчированных зон с отложившимися в них озокеритом. Оно вполне приемлемо как одно из объяснений этого явления. Кроме того, возможен и случай, когда в результате растягивающих усилий происходит разрыв по одной из стенок брекчированной и заполненной озокеритом зоны как области наименьшего сопротивления. В трещину разрыва вновь может внедриться нефть и отложить новые порции твердых углеводородов, что в конечном счете приведет к образованию жилы чистого озокерита.

Эксперименты, произведенные авторами для иллюстрации предлагаемого ими механизма образования озокеритовых жил, достаточно убедительны. Следует, однако, отметить, что предлагаемое объяснение не приложимо к мощным жилам, приуроченным не к брекчированным зонам, а к трещинам в достаточно твердых породах (например, к озокеритовым жилам в известняках туркестанского яруса Ферганы). Поэтому в названии статьи следовало бы отразить, что в ней речь будет идти не о механизме образования озокеритовых жил вообще, а лишь о частном случае образования жил чистого озокерита в брекчированных зонах.

Отмеченных выше неточностей и ошибок можно было бы избежать, если бы авторы в процессе работы над статьей более внимательно и подробно ознакомились с литературой, имеющейся по озокериту.

ЛИТЕРАТУРА

1. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
2. Крейчи-Граф К. Основные вопросы нефтяной геологии. Перев. с нем. ОНТИ, 1934.
3. Муратов В. Н. Образование озокерита и формирование его залежей. Гостоптехиздат, 1954.
4. Орлов Н. А., Успенский В. А. Минералогия каустобиолитов. Изд. АН СССР, 1936.
5. Петрова Ю. Н. и Касаткина Н. Ф. Сравнительное изучение твердых углеводородов озокеритов и парафинистых нефтей. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 57, геохим. сб., № 2—3. Гостоптехиздат, 1951.
6. Храмов Н. А. Поиски и разведка озокеритовых месторождений. Гостоптехиздат, 1952.

7. Gawronski. Die heutigen Ansichten über die Geologie der Karpaten und über die Nafta-Lagerstätten. Congrès internationale du pétrole. Troisième session. Bucarest, 8—13 sept., 1907; Compt. rendu, II. Memoires. Bucarest, 1910.

8. Grzybowski M. I. Borislav. Une monographie géologique. Bull. Intern. de

l'Academie des Sciences de Cracowie. Févr., N 2, 1907.

9. Reistle et Blade. Paraffine et congélation des huiles. La Revue pétrolière, N 506, 1932.

B. Муратов

* * *

Новые книги

Брод И. О. и Еременко Н. А. **Основы геологии нефти и газа.** Изд. 3-е, переработанное. Гостоптехиздат, Москва, 1957. Стр. 480. Цена 13 р. 90 к.

Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебника для государственных университетов и учебного пособия для студентов нефтяных вузов и факультетов.

Книга содержит изложение основных сведений по условиям залегания и распространению скоплений нефти и газа в земной коре.

Введен специальный раздел, посвященный географии нефтяных и газовых месторождений СССР и зарубежных стран.

По сравнению со вторым изданием переработаны и расширены разделы, посвященные происхождению нефти и газа и формированию их скоплений.

Брод И. О., Фролов Е. Ф. **Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений** (элементарный курс). Издание 2-е, переработанное и дополненное. Гостоптехиздат, Москва, 1957. Стр. 674. Цена 18 р. 40 к.

Книга является учебным пособием для учащихся нефтяных техникумов и может быть использована в качестве практического руководства широкими кругами геологов и техников, работающих в области поисков и раз-

ведки нефтяных и газовых месторождений.

В книге излагаются методика и техника поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Особое внимание уделяется вопросам опробования месторождений, а также вопросам графической документации при поисково-разведочных работах.

Заславский Ю. С., Шор Г. И. **Использование атомной энергии в нефтяной промышленности.** Гостоптехиздат, Москва, 1956. Стр. 86. Цена 2 р. 25 к.

В книге излагаются в доступной для широкого круга читателей форме основные вопросы использования достижений атомной физики в одной из отраслей народного хозяйства — нефтяной промышленности.

Кратко излагаются основы ядерной физики — строение атомных ядер, получение и свойства радиоактивных изотопов, приводится описание методов использования атомной энергии в разведке, добыче и переработке нефти.

Значительное количество иллюстраций позволяет легче ориентироваться в материале книги широкому кругу читателей.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтяной и родственных ей отраслей промышленности.

* * *

Технический редактор А. Т. Симаков

Корректор Н. И. Чаброва

Формат 70×108/16,	Подп. к печати 10/IV 1957 г.	Усл. печ. л. 6,16.	Уч.-изд. л. 6,88.
Т-03619.	Тираж 1950 экз.	Цена 6 р.	Зак. 219.

Гостоптехиздат, Москва, Третьяковский проезд; 1/19.
Типография „Красный Печатник“, Ленинград, Московский проспект, 91.

6 руб.

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА
НА ВТОРОЕ ПОЛУГОДИЕ 1957 ГОДА
на ежемесячные журналы Гостоптехиздата**

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена — на 6 мес. 36 руб., на 3 мес. 18 руб.

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена — на 6 мес. 36 руб., на 3 мес. 18 руб.

ХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ТОПЛИВА И МАСЕЛ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и Президиума Академии наук СССР
Подписная цена — на 6 мес. 36 руб., на 3 мес. 18 руб.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

орган Главгаза СССР, Министерства коммунального
хозяйства РСФСР и Научно-технического общества
энергетической промышленности
Подписная цена — на 6 мес. 24 руб., на 3 мес. 12 руб.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

орган Министерства строительства предприятий
нефтяной промышленности
Подписная цена — на 6 мес. 24 руб., на 3 мес. 12 руб.

НЕФТЯНИК

массовый производственно-технический журнал
орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и ЦК профсоюза рабочих нефтяной промышленности СССР
Подписная цена — на 6 мес. 18 руб., на 3 мес. 9 руб.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БЮЛЛЕТЕНЬ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
Подписная цена — на 6 мес. 18 руб., на 3 мес. 9 руб.

*Подписка принимается в городских отделах „Союзпечать“, конто-
рах, отделениях и агентствах связи, в пунктах подписки на заводах,
промыслах и стройках, в учебных заведениях, учреждениях и организациях.*